

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**БОЛОТНИЙ МИКОЛА ПЕТРОВИЧ**

УДК 621.311

**ДИСЕРТАЦІЯ  
УДОСКОНАЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ  
ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКУ  
ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ  
В ПІДСИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ М.П. Болотний

Науковий керівник: **Бардик Євген Іванович**, кандидат технічних наук, доцент

Київ – 2019

## АНОТАЦІЯ

*Болотний М.П.* Удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи» (141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2019.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуального науково-прикладного завдання підвищення ефективності функціонування підсистем електроенергетичної системи шляхом визначення ризику порушення нормального режиму при плановому або аварійному виведенні з експлуатації силових трансформаторів в умовах невизначеності вихідної інформації.

У **першому розділі** проведено аналіз особливостей і стратегічних цілей сучасного етапу реформування вітчизняної електроенергетики, розглянуті проблеми і перспективи розвитку електромережевого комплексу України при існуючому прискореному старінні обладнання, і наміченого переходу на платформу інтелектуальної енергетики. Відзначено, що проблема невідповідності рівня розвитку сучасних моніторингових, інформаційно-вимірювальних і управляючих систем можливостям використовуваних методів обробки діагностичної інформації, отримання експертних оцінок і прийняття рішень щодо забезпечення експлуатаційної надійності силових трансформаторів в даний час не має однозначного вирішення. В цілях пошуку перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми виконаний аналіз методів і моделей ідентифікації технічного стану силових трансформаторів при управлінні експлуатацією об'єктів електроенергетики.

У **другому розділі** проаналізовано існуючі підходи до оцінки режимної надійності електроенергетичних систем (ЕЕС). Встановлено, що підхід для оцінки

режимної надійності на практиці ґрунтується на використанні критерію N-1, є детерміністичним, не враховує імовірність появи подій та не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС. Показано, що найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем із складністю структури та значним рівнем зношеності електрообладнання є використання методів статистичного моделювання, за яких виконуються обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, які піддаються випадковим збуренням.

Запропоновано наступні підходи в залежності від наявної інформації. Встановлено, що при відомій генеральній функції розподілу імовірності відмови для оцінки імовірності відмови силових трансформаторів найдоцільніше використати статистичні дані щодо функціонування силових трансформаторів даного типу, класу напруги та потужності, на основі яких будується функція розподілу імовірності відмови. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, в тому числі і вплив навколишнього середовища. Отримані в результаті обробки статистичних даних функції розподілу імовірності події базуються на генеральній сукупності подій і, строго кажучи, не є імовірнісними характеристиками окремого силового трансформатора. Тому функції розподілу імовірнісних подій можна використовувати для отримання приблизної оцінки імовірності виникнення події відмови силових трансформаторів, яка повинна уточнюватися із врахуванням історії його функціонування, рівня відновлення ресурсу після ремонту, залишкового ресурсу до моменту спостереження, наявності дефектів і інших факторів.

Проведений аналіз виконаних досліджень показує, що для ефективності вирішення тих чи інших окремих аспектів оцінки режимної надійності ЕЕС і обґрунтування заходів щодо її підвищення необхідно комплексне вирішення проблеми для сучасних ЕЕС з урахуванням специфіки конкретних конфігурацій розподільних електричних мереж, оцінки технічного стану силових

трансформаторів та імовірності його відмови. Обґрунтовано доцільність і ефективність застосування методу імовірісно-статистичного моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

У **третьому розділі** запропонована лінгвістична модель силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів, що ґрунтується на застосуванні теорії нечітких множин. Встановлено, що сучасні діагностичні системи, необхідні для аналізу ознак дефектів силових трансформаторів повинні спиратися на поточну або експертну інформацію про місцезнаходження і причини несправностей при проведенні моніторингу поточного технічного стану і контролю меж відхилення тих чи інших технічних характеристик. За результатами аналізу різних ефективних підходів ідентифікації дефектів в силових трансформаторах визначено методи інтерпретації результатів хроматографічного аналізу розчинених газів, що засновані на методах штучного інтелекту, оскільки традиційні методи не дозволяють оцінювати технічний стан силових трансформаторів у випадку, коли контрольовані діагностичні параметри знаходяться за межами інтервалів, що відповідають певному виду дефекту. Аналіз проведених досліджень показав, що використання традиційних методів інтерпретації хроматографічного аналізу розчинених газів є обґрунтованим тільки за наявності доступу до значної вибірки достовірних даних про дефекти парку силових трансформаторів та при умові належної стратегії експлуатації силових трансформаторів і ґрунтовної підготовки обслуговуючого, ремонтного персоналу.

Результати проведених досліджень обумовлюють необхідність подолання цих труднощів, що ґрунтується на виконанні параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності за допомогою методу нелінійної оптимізації. Такий спосіб дозволив забезпечити адаптацію моделі реальним умовам експлуатації силових трансформаторів. Запропонована лінгвістична математична модель силового трансформатора дозволяє визначення з високим ступенем вірогідності дефектів на основі вимірювань параметрів технічного



стану. Це складає передумови для визначення імовірності відмови силових трансформаторів на найближчий термін спостереження та визначати ризик порушення нормального режиму в складних електроенергетичних системах при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

У **четвертому розділі** вирішується задача з розвитку підходів до комплексного моделювання режимів ЕЕС і технічного стану силових трансформаторів для оцінки ризику відмови силових трансформаторів і ризику порушення нормального режиму в ЕЕС при відмовах силових трансформаторів. Встановлено, що із збільшенням кількості відмов силових трансформаторів ЕЕС важливим є визначення силових трансформаторів енергосистем, які мають найбільшу ймовірність відмови і тих, відмови яких можуть спричинити каскадний розвиток аварій в ЕЕС.

Визначено переваги удосконаленої математичної моделі силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту на основі результатів хроматографічного аналізу розчинених газів та проблеми її практичного впровадження. Побудована математична модель силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту має хорошу ефективність у класифікації дефектів після налаштування за рахунок уточнення границь класів дефектів.

Аналіз статистики пошкоджуваності функціональних вузлів силових трансформаторів показав, що елементом силового трансформатора, який в найбільшій мірі піддається впливам з боку зовнішньої електричної мережі є обмотки. В першу чергу, це стосується коротких замикань, дія котрих в залежності від кількості і величини струмів короткого замикання в обмотках силового трансформатора може призвести до їх невідновлюваної відмови. Визначено, що найбільш важливими показниками, котрі характеризують рівень технічного стану обмоток силового трансформатора є: зношення виткової ізоляції; небезпечні деформації, котрі викликані великими струмами наскрізних коротких замикань і несинхронними включеннями синхронних генераторів.

Встановлено, що в умовах значної кількості факторів, які впливають на

технічний стан силових трансформаторів і складному характері розвитку деградаційних процесів в ізоляції обмоток задача визначення ресурсу є погано формалізуємою і потребує використання якісних оцінок. Необхідність використання як кількісної, так і якісної вхідної інформації щодо технічного стану обмоток силових трансформаторів і рівня збурень в електричній мережі та неможливість визначати ризик відмови силових трансформаторів при зовнішніх коротких замиканнях на основі аналітичних моделей потребує використання підходу, що ґрунтується на застосуванні експертних оцінок, теорії нечітких множин при побудові даних моделей відмов.

Перевага удосконаленої математичної моделі силового трансформатора для оцінки ризику можливої відмови внаслідок пошкодження обмоток при наскрізному короткому замиканні полягає в тому, що моделювання ризику відмови силових трансформаторів при короткому замиканні в зовнішній електричній мережі є базовими при визначенні «слабких» місць за найвищою імовірністю появи небезпечних струмів коротких замикань в обмотках силових трансформаторів та формуванні превентивних рішень по їх обмеженню.

У **п'ятому розділі** вирішується задача моделювання оцінки ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах силових трансформаторів з урахуванням зміни технічного стану для актуальних стратегій технічного обслуговування і ремонту. Виконано порівняльний аналіз відомих і перспективних стратегій, наведені узагальнені результати їх порівняння. Встановлено, що розвиток стратегій технічного обслуговування і ремонту електрообладнання характеризується зміною критеріїв ефективності від приватних до більш загальних, від суто технічних до техніко-економічних. При цьому спостерігається прагнення до розширення області прийняття рішень за рахунок врахування все більшої кількості факторів, що впливають і обмежень на управління експлуатаційною надійністю електрообладнання. Складність і імовірнісна природа процесів експлуатації електрообладнання ЕЕС, а також необхідність врахування різних факторів в умовах оптимізації технічного

обслуговування і ремонту вимагають формалізованого опису стратегії як деякого вектора альтернативних рішень.

Встановлено, що зазвичай при прийнятті рішень щодо стратегії експлуатації силових трансформаторів використовують традиційні методи, що не дозволяють: управління режимом роботи з урахуванням фактичного технічного стану; модернізацію з урахуванням структурної, режимної, технічної надійності; планування технічного обслуговування і ремонту в умовах обмеженого фінансування, враховувати належність силових трансформаторів до певних класів, що ранжуються, перш за все, за ознаками експлуатаційної надійності та безпеки ЕЕС. Але використання таких складових є обґрунтованим тільки за наявності доступу до значної вибірки достовірних даних про дефекти парку силових трансформаторів та при умові належної стратегії експлуатації силових трансформаторів та ґрунтовної підготовки обслуговуючого та ремонтного персоналу. Запропоновано спосіб подолання цих труднощів шляхом визначення кількісного значення оптимального рішення виводу з експлуатації за критеріями на основі методу оптимізації Парето та імовірісно-статистичного моделювання для оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС методом Монте-Карло. Такий спосіб дозволив забезпечити адаптацію моделі реальним умовам експлуатації силових трансформаторів. Запропоновані математична модель та алгоритм дозволяють визначати обґрунтоване найефективніше превентивне рішення щодо черговості виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС. Це складає передумови для визначення ризику експлуатації силового трансформатора на найближчий термін спостереження та визначати ризик порушення нормального режиму в складних електроенергетичних системах при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

**Практична цінність роботи** полягає в отриманні технічно обґрунтованих рішень по експлуатації силових трансформаторів на основі розробленої системи оцінки його технічного стану із застосуванням інтелектуальних методів обробки інформації, а також можливості налаштування розробленої системи зі

збереженням алгоритму роботи при зміні параметрів силових трансформаторів. Використання запропонованої методики оцінки технічного стану силових трансформаторів з урахуванням впливу імовірності його відмови на режим роботи ЕЕС дозволяє виконувати обґрунтовану оцінку ризику порушення нормального режиму та мінімізувати збитки від наслідків порушення нормального режиму ЕЕС.

Результати, отримані при виконанні даної роботи в цілому направлені на підвищення режимної надійності ЕЕС, а запропоновані методи, математичні моделі силових трансформаторів та моделювання оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, їх програмна реалізація, дозволяє оперативному персоналу приймати оптимальні рішення при вирішенні наступних задач експлуатації підсистем ЕЕС: виконувати достовірну оцінку імовірності відмови силових трансформаторів ЕЕС та ранжування їх за надійністю; визначити найбільш “слабкі” за надійністю одиниці і групи електрообладнання; приймати обґрунтовані рішення щодо стратегії експлуатації силових трансформаторів з урахуванням індивідуальних характеристик.

Результати роботи впроваджені: у ВАТ «Київхімволокно» для комплексної оцінки технічного стану і ризику відмови силових трансформаторів за наявності дефекту та формування практичних рекомендацій щодо стратегії експлуатації силових трансформаторів; у ТОВ «УК«Метрополія» виконано модельно-експериментальні розрахунки показників ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах силових трансформаторів та сформовано рекомендації щодо підвищення функціональної надійності ЕЕС.

Окремі результати дослідження увійшли в звіти науково-дослідних робіт виконаних на кафедрі електричних станцій ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського, а саме: «Моделі прогнозування залишкового ресурсу і оцінки ризику пошкоджень електрообладнання електростанцій в умовах нечіткої інформації при збуреннях в електроенергетичній системі»(№ ДР 0109U001871); «Розробка методів оцінки стану підсистем ЕЕС при наявності зношеного електрообладнання та нечіткої інформації»(№ ДР 0111U003239); «Розробка математичного забезпечення для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС з атомними електростанціями»

(№ ДР 0113U004004). Отримані рішення можуть стати основою для створення нових методів. Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

*Ключові слова:* відмова, електрообладнання, електростанція, надійність, нечітка логіка, оцінка ризику, ризик-менеджмент, силовий трансформатор.

### ABSTRACT

*Bolotnyi N.P.* Improvement of mathematical models for rating power transformer technical condition to increase the reliability of emergency risk assessment on subsystems of electric power system. – Proficiency scientific treatise on the rights of the manuscript.

The thesis submitted in fulfillment of the Candidate of Engineering Science (PhD) degree in technical sciences on specialty 05.14.02 – “Electric power stations, networks and systems” (141 Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics). – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2019.

The thesis is devoted to the decision of the actual scientific and applied task of increasing the efficiency for subsystems functionality of electric power system by estimating the emergency risk under power transformers failures in conditions of incompleteness and uncertainty of information.

**The first section** analyzes the features and strategic goals of the current stage of the reform of the domestic electricity industry, examines the problems and development prospects of the Ukrainian power grid under the existing accelerated aging equipment, and the planned transition to the intellectual energy platform. A generalization of the domestic and foreign experience in the formation of requirements for operation systems and equipment, which ensures the operation reliability of electric networks is proposed on the basis of the results of the analytical review. It is noted that the inconsistency problem of the development level of modern monitoring, information-measuring and

control systems with the methods capabilities used for processing diagnostic information, obtaining expert assessments and making decisions on the maintenance of operational reliability of equipment currently has no unambiguous solution.

In order to find perspective directions for this problem solution, an analysis of methods and identifying models for technical condition and reliability of the power transformer in the management of the operation of electric power facilities has been performed.

**The second section** analyzes the existing approaches to reliability assessing for the EPS operation. It has been established that the approach for reliability assessing in practice is based on the use of criterion N-1, is deterministic and takes into account the occurrence probability of events and does not give quantitative characteristics of electric power system reliability. It is shown that the most acceptable alternative method of estimating the risk probabilistic component for electric power systems with the multitude elementarily, the structure complexity and a significant degree of electrical equipment wear is the use of statistical simulation methods. Using these methods under computational experiments are carried out with simulation mathematical models of the behavior of complex random processes and real objects which are subject to random disturbance.

The following approaches are proposed depending on the information available. It is established that under the well-known general distribution function of the failure probability to estimate the equipment failure probability is most appropriate to use statistical data on the equipment operation of this type, the voltage class and power on the basis the distribution function of failure probability is constructed. The expediency of using statistical data is due to the fact that they take into account all operational factors, including the environmental impact. Obtained the probability distribution function of an event from the statistical data processing is based on a general set of events and strictly speaking is not the probabilistic characteristics of a separate unit of electrical equipment. Therefore, the probabilistic distribution functions of events can be used to obtain a rough estimate of the occurrence probability of a failure event for separate unit of electrical equipment, which should be specified for each element, taking

into account the its operation history, recovery level of after repair resource, remaining resource until the observation time, the defects presence and other factors.

The conducted analysis of performed research shows that for efficiency of decision of certain aspects of reliability assessment for electric power system and justification of measures for its increase, a comprehensive solution of modern electric power system problem taking into account the specifics of some configurations of distribution electrical networks, the technical condition assessment of electrical equipment and likelihood of its failure is necessary. The expediency and effectiveness method of probabilistic and statistical simulation for emergency risk analysis occurring in the electric power system under electrical equipment failure is substantiated.

**The third section** deals with the proposed fuzzy model for the technical condition assessing of the power transformer based on the DGA results. It has been established that modern diagnostic systems necessary for defects analysis in electrical equipment should be based on current or expert information about the location and causes of malfunctions during the monitoring of the current technical condition and the rejection control of certain technical characteristics. According to the analysis results of various effective defect identification methods in power transformers, methods for DGA interpreting results based on artificial intelligence methods are defined. The conducted research analysis has shown that the use of traditional DGA interpretation methods is justified only if there is access to a large sample of defects reliable data in the power transformer park and under the appropriate operation strategy of power transformers operation and a thorough training of maintenance and repair personnel.

The research results lead to the need to overcome these difficulties, based on the implementation of parametric identification for optimal membership functions values using the nonlinear optimization method. This method allowed ensuring the model adaptation for the real operation conditions of the power transformer. The proposed fuzzy mathematical model allows definition of a high degree of defects probability of the power transformer based on measurements of the technical condition parameters. This is a prerequisite for determining the failure probability of the power transformer,

the nearest observation period and the emergency risk in complex multimachine power systems under power transformer failures.

**The fourth chapter** solves the problem of developing approaches to the integrated regimes modeling of electric power system and the technical condition of power transformer to assess the risk of power transformer failure and the emergency risk in the power grid.

In this regard, under increasing the number of electrical equipment failure in electric power system is important to identify the elements of electric power systems that have the greatest failure probability and those whose failure can lead to cascading emergency development in the power grid.

The developed mathematical model advantages of the risk assessment of a power transformer failure under the presence defect based on the DGA results and the problems of its practical implementation are determined. The constructed mathematical model for evaluating the risk assessment of a power transformer failure under the presence defect has a good effect in defining the classification after adjustment for refining the boundaries of defect classes.

The damage statistics analysis of the functional nodes in power transformer showed that the power transformer element, which is most exposed to the effects of the external electrical network is winding. First of all, it concerns short circuits, the effect of which depending on the number and magnitude of short-circuit currents in the windings of the power transformer, can lead to their non-recurring failure. It is determined that the most important indicators that characterize the technical state level of power transformer winding are wear of winding insulation; dangerous deformations caused by large currents of transient short-circuit and non-synchronous puts into operation.

It is established that in the conditions of a significant factors number that influence the technical state of the power transformer and the complex nature of the development of degradation processes in the isolation of windings, the task of determining the resource is poorly formalized and requires the use of qualitative estimates. The need to use both quantitative and qualitative input information about technical condition of power transformer windings and perturbations level in electrical network and inability



to determine the failure risk of power transformer in external power grid based on analytical models requires the use of an approach and use of expert estimates, the theory of fuzzy sets and fuzzy logic when constructing of these failure models.

The developed mathematical model advantage for assessing the possible failure risk of the power transformer due to damage to the windings through the transverse gap is that the failure risk simulation of the power transformer under short circuit in an external electrical network which is fundamental in determining the "weak" places for the highest probability of the appearance of dangerous currents in the transformer windings coil and formation of preventive decisions on their limitation.

**The fifth section** is devoted to the simulation problems of emergency risk assessment under power transformers failures, taking into account the changing state for the current maintenance and repair strategies. A comparative analysis of well-known and perspective strategies is carried out. The generalized results of their comparison are given. It has been established that the development of energy-saving technologies of electrical equipment is characterized by changing the efficiency criteria from private to more general, purely technical to techno-economic maintenance and repair. At the same time, there is a desire to expand the decision-making area by taking into account an increasing number of factors affecting and restrictions on the operational reliability management of electrical equipment. The complexity and probabilistic nature of the operation processes in the electrical equipment of the electric power system as well as the need to take into account various factors of the optimal conditions are require a formal description of the strategy as a vector of alternative solutions.

It is established that usually when making decisions about the operation strategy of power transformer using traditional methods that do not allow: the operation management, taking into account the actual technical condition; modernization taking into account structural, regime, technical reliability; planning of maintenance and repair in the conditions of limited financing, taking into account the affiliation of electrical equipment to certain classes, which are ranked, first of all, on the basis of operational reliability and electric power system safety. But the use of such constituents is justified only if there is access to a large sample of reliable defects data in the power transformer

park and provided that there is a proper operation strategy of power transformers and a thorough training of maintenance and repair personnel. A way to overcome these difficulties is proposed by determining the quantitative value of the optimal out of service decision using the Pareto optimization method and the Monte Carlo method for emergency risk assessment in the electric power system. This method allowed ensuring the model adaptation for real operation conditions of the power transformer. The proposed mathematical model and algorithm allow determining the substantiated most effective preventive decision regarding the order of power transformer out of service on basis of emergency risk assessment in the electric power system. This is a prerequisite for determining the operation risk of a power transformer for the immediate observation period and to determine the emergency risk in complex electric power systems when the power transformer failure.

**The practical value of the work** consists in obtaining technically grounded decisions for the power transformer operation on basis of the developed system for assessing its technical condition with the use of intelligent methods of information processing, as well as the possibility of setting up a developed system with the algorithm preservation when changing the equipment parameters. The using of the proposed methodology for assessing the technical condition of the power transformer taking into account the effect of its failure probability of electric power system operation allows for a reasonable for emergency risk assessment and minimizes damage from the emergency consequences.

The results obtained during the execution of this work in general are aimed at increasing the electric power system reliability and developed methods and mathematical models of power transformer and modes of the subsystems of electric power system, their program realization, allows operative personnel to make optimal solutions in solving the following tasks of subsystems operation of electric power system: to perform a reliable assessment the failure probability of power transformers in electric power system and its ranking on reliability; to identify the most "weak" ones in the reliability of unit and the electrical equipment group; to make informed decisions

about operation strategy of power transformers taking into account individual characteristics.

The results of the work are implemented: “Kievchimvolokno Company Ltd” for a comprehensive assessment of technical condition and failure risk under presence defect and formation of practical recommendations regarding the operation strategy of power and switching equipment; "Metropolia Company Ltd " performed model-experimental calculations of emergency risk indicators during electrical equipment failures and formed recommendations for improving the functional reliability of electric power system.

Separate results of the research included in the reports of research works performed at the department of electric power stations on the Faculty of Power Engineering and Automation of the National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, namely: "The models forecasting for residual resource and risk assessment of electrical equipment failure of power plants under conditions of fuzzy information at disturbances in the electric power system" (№ ДР 0109U001871); "The methods development for state assessment of electric power system subsystems under the presence of worn-out electrical equipment and fuzzy information" (No. ДР 0111U003239); "The mathematical support development for the operation risk analysis of electric power system subsystems with nuclear power plants" (№ ДР 0113U004004). The resulting solutions can become the basis for creating new methods. The results obtained in the dissertation are used in the educational process and in the performance of qualification and research work of undergraduates of the department of renewable energy sources on the Faculty of Electric Power Engineering and Automation of the National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute".

*Key words:* failure, electrical equipment, power plant, reliability, fuzzy logic, risk assessment, risk management, power transformer.

### Список публікацій здобувача:

*Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

1. Бардик Є.І., Костерев М.В., Вожаков Р.В., Болотний М.П. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2012. №2. С. 83-87.
2. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць*. Київ, 2013. С. 189-198.
3. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2014. №39. С. 13-20.
4. Бардик Є.І., Болотний М.П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. Кременчук, 2015. №5(94). С. 56-64.
5. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2016. №2. С.106-110.
6. Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2017. 6/8 (90). P. 4-10.
7. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. Київ, 2017. №6(116). С. 27-37.

8. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. 3/8 (93). P. 6-15.

9. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. 6/8 (96). P. 6-16.

*Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

10. Бардик Є.І. Нечіткі моделі оцінки і прогнозування ресурсу електрообладнання енергосистем / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.505-507.

11. Бардик Є.І. Оцінка фактичного технічного стану силових трансформаторів за результатами діагностичного вимірювання опору короткого замикання / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.507-510.

12. Бардик Є.І. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах електрообладнання / Є.І. Бардик М.П. Болотний // Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті». Тези доповідей, 29-30 вересня 2016 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.182-186.

13. Bardyk E. Electric Power System Simulation for Risk Assessment of Power Transformer Failure at an External Short-Circuit Fault / E. Bardyk, N. Bolotnyi // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). Thesis of conference proceedings, May 29 - June 2, 2017. National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine. – P. 452- 456.

14. Болотний М.П. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах силових трансформаторів // Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті». Тези доповідей, 26-28 вересня 2018 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С. 128-132.

*Науково-дослідні роботи, які додатково відображають наукові результати дисертації:*

15. Моделі прогнозування залишкового ресурсу і оцінки ризику пошкоджень електрообладнання електростанцій в умовах нечіткої інформації при збуреннях в електроенергетичній системі: Звіт про НДР (заключний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2010. – 319 с. – № держреєстрації 0109U001871.

16. Розробка методів оцінки стану підсистем ЕЕС при наявності зношеного електрообладнання та нечіткої інформації: Звіт про НДР (заклучний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2012. – 197 с. – № держреєстрації 0111U003239.

17. Розробка математичного забезпечення для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС з атомними електростанціями: Звіт про НДР (заклучний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2014. – 291 с. – № держреєстрації 0113U004004.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	22
ВСТУП.....	23
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС .....	29
1.1 Загальна характеристика стану електрообладнання та технологічних порушень в ЕЕС.....	29
1.2 Аналіз статистики пошкоджуваності силових масляних трансформаторів .....	32
1.3 Аналіз існуючих методів і засобів діагностування технічного стану силових трансформаторів ЕЕС .....	42
1.4 Аналіз режимів ЕЕС при відмовах електрообладнання .....	48
Висновки до розділу 1 .....	55
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ І МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ АНАЛІЗУ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПІДСИСТЕМ ЕЕС.....	57
2.1 Методи аналізу режимної надійності підсистем ЕЕС.....	57
2.2 Формування математичних моделей відмов електрообладнання на основі статистичних даних.....	63
2.3 Імовірно-статистичне моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах силових трансформаторів.....	76
Висновки до розділу 2 .....	85
РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ ГАЗІВ ТА РИЗИКУ ЙОГО ВІДМОВИ НА ІНТЕРВАЛІ ЧАСУ .....	87
3.1 Методи оцінки технічного стану та ідентифікації дефектів на основі результатів хроматографічного аналізу розчинених газів .....	87

3.2 Лінгвістична математична модель силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів.....	89
3.3 Параметрична ідентифікація лінгвістичної моделі силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів .....	107
Висновки до розділу 3 .....	117
<b>РОЗДІЛ 4 ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ВІДМОВИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА НАЯВНОСТІ ДЕФЕКТУ І ЗОВНІШНЬОМУ КОРОТКОМУ ЗАМИКАННІ В ЕЕС .....</b>	<b>118</b>
4.1 Лінгвістична модель силового трансформатора для оцінки ризику відмови при наявності дефекту за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів.....	118
4.2 Лінгвістична модель силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту обмоток і короткого замикання в зовнішній мережі .....	124
4.3 Імітаційне моделювання режимів короткого замикання в ЕЕС та оцінка ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту обмоток.....	134
Висновки до розділу 4 .....	137
<b>РОЗДІЛ 5 ВЕРИФІКАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ І ЗНИЖЕННЯ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС ПРИ ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....</b>	<b>139</b>
5.1 Підходи щодо ранжування парку силових трансформаторів для визначення пріоритету виведення з експлуатації.....	139
5.2 Метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів для зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.....	145



5.3 Комплексне моделювання режимів роботи підсистем ЕЕС для визначення ризику порушення нормального режиму при виведення з експлуатації силових трансформаторів.....	150
Висновки до розділу 5 .....	160
ВИСНОВКИ.....	162
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	165
ДОДАТОК А ЛІНГВІСТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ ГАЗІВ .....	184
ДОДАТОК Б РЕЗУЛЬТАТИ НАЛАШТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЛІНГВІСТИЧНОЇ МОДЕЛІ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ ГАЗІВ .....	192
ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ ОЦІНКИ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКУ ВІДМОВИ НА ІНТЕРВАЛІ ЧАСУ .....	197
ДОДАТОК Г ЛІНГВІСТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ВІДМОВИ ЗА НАЯВНОСТІ ДЕФЕКТУ .....	200
ДОДАТОК Д ЛІНГВІСТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ВІДМОВИ ЗА НАЯВНОСТІ ДЕФЕКТУ ОБМОТОК ТА ЗОВНІШНЬОМУ КОРОТКОМУ ЗАМИКАННІ В ЕЕС .....	209
ДОДАТОК Е ОЦІНКА РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС ПРИ ВІДМОВАХ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	216
ДОДАТОК Ж МОДЕЛЮВАННЯ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ЩОДО ПОДАЛЬШОЇ СТРАТЕГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В ПІДСИСТЕМІ ЕЕС.....	240
ДОДАТОК И ДОВІДКА ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ.....	255
ДОДАТОК К СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ .....	259

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
АТ	– автотрансформатор
БД	– база даних
ВП	– власні потреби електростанції
ГЕС	– гідроелектростанція
ЕЕС	– електроенергетична система
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередачі
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ХАРГ	– хроматографічний аналіз газів, розчинених в трансформаторній оливі
ПАА	– протиаварійна автоматика
ПБВ	– перемикач відгалуджень без збудження
ПЛ	– повітряна лінія електропередачі
ПС	– електрична підстанція
РПН	– пристрій з перемиканням регулювальних відгалуджень під навантаженням
СТ	– силовий трансформатор
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально
ТОіР	– технічне обслуговування і ремонт
ТС	– технічний стан
ЧР	– часткові розряди
ШАОТ	– шкаф автоматичного охолодження трансформатора
ІЕЕЕ	– (англ. Institute of Electrical and Electronics Engineers) міжнародна організація інженерів у галузі електротехніки, радіоелектроніки та радіоелектронної промисловості

## ВСТУП

Функціонування сучасних енергосистем відбувається в складних умовах: значне старіння електрообладнання; підвищилась інтенсивність та періодичність несприятливих кліматичних умов; напружений режим роботи електрообладнання в умовах ринкових відносин; слабкі тенденції заміни та модернізації зношеного електрообладнання; зростають вимоги споживачів щодо підтримання постійно високого рівня надійності із гарантованими показниками якості електроенергії. Зросла кількість системних аварій, які викликають знеструмлення власних потреб електростанцій і тим самим сприяють розвитку аварійної ситуації в ЕЕС.

**Актуальність теми.** В сучасних умовах функціонування енергетики України існують завдання, що потребують першочергового вирішення [1]. Однією з найважливіших задач електроенергетики є прогнозування відмови елементів важливих енергетичних об'єктів, особливо таких як теплових і атомних електростанцій.

Відмови елементів енергосистеми, наприклад силових трансформаторів, можуть призвести до зупинки значної частини електричних станцій, наслідком чого буде порушено живлення істотної частки споживачів. Відновлення їх електропостачання вимагатиме значного часу. Тому необхідність розвитку методів моделювання стохастичного процесу відмов силових трансформаторів підсистем електроенергетичних систем є актуальним завданням.

Вирішення цих завдань, з урахуванням майбутньої перспективи, вимагає створення комплексного підходу до моделювання режимів стохастичного процесу відмов силових трансформаторів підсистем електроенергетичних систем.

Проблемі дослідження оцінки ризику експлуатації присвячено велику кількість публікацій як вітчизняних так і закордонних наукових шкіл, зокрема Руденко Ю.Н., Ушакова І.А., Воропай М.І., Лежнюка П.Д., Скопинцев В.А., Костерев М.В., Гнеденко Б.В., Гук Ю.Б., Китушин В.Г., Billinton R., El-Kady M.A.

та ін. Добре відомі роботи в області вдосконалення методів діагностування та управління технічним станом електрообладнання авторів: Соколова В.В., Назарычева А.Н., Сви П.М., Попова Г.В., Львова Ю.Н., Давиденко И.В., Гольдштейна В.Г., Долина А.П., Вдовико В.П., Левина В.М., Бардика Є.І., Сабарно Л.Р. та ін.

Вищезазначені особливості свідчать, що на сьогодні для ЕЕС важливого значення набувають питання раціональної експлуатації, управління функціонуванням та розвитком складних електроенергетичних систем, зокрема, управління надійністю електропостачання споживачів і впровадження заходів, які направлені на забезпечення запобігання виникненню та розвитку аварійних ситуацій.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертація виконана на кафедрі відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» у відповідності з планами наукових досліджень, а саме, держбюджетними науково-дослідними роботами за темами: «Моделі прогнозування залишкового ресурсу і оцінки ризику пошкоджень електрообладнання електростанцій в умовах нечіткої інформації при збуреннях в електроенергетичній системі (ЕЕС)» (№ ДР 0109U001871); «Розробка методів оцінки стану підсистем ЕЕС при наявності зношеного електрообладнання та нечіткої інформації» (№ ДР 0111U003239); «Розробка математичного забезпечення для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС з атомними електростанціями» (№ ДР 0113U004004), де здобувач був виконавцем окремих розділів.

**Мета і задачі дослідження.** Мета дисертаційної роботи полягає в розробці і удосконаленню методів та математичних моделей силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації в умовах невизначеності вихідної інформації.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

1. Удосконалення математичної моделі для оцінки технічного стану

силових трансформаторів за результатами ХАРГ шляхом налаштування параметрів функцій належності лінгвістичних змінних та вагових коефіцієнтів лінгвістичних правил.

2. Вдосконалення методу імовірісно-статистичного моделювання ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

3. Удосконалення математичної моделі для оцінки ризику відмови силових трансформаторів за наявності дефекту обмоток та за умови короткого замикання в зовнішній електричній мережі.

4. Розробка метода прийняття рішень для визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів.

5. Розробка програмного забезпечення для оцінки технічного стану, ризику відмови силових трансформаторів та формування превентивних рішень щодо зниження ризику порушення нормального режиму підсистем ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

**Об'єктом дослідження** є процеси в підсистемах ЕЕС із силовими масляними трансформаторами.

**Предметом дослідження** є методи і математичні моделі для оцінки технічного стану, ризику відмови силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

**Методи дослідження.** Вирішення поставлених задач базується на застосуванні математичного моделювання на основі теорії нечітких множин для визначення ризику відмови силового трансформатора за умови наявності дефекту та збурення в зовнішній електричній мережі, теорії математичної статистики для обробки статистичної інформації про відмови силового трансформатора ЕЕС, теорії ймовірностей та імітаційного моделювання режиму роботи ЕЕС для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в ЕЕС.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Основними результатами, що характеризують наукову новизну, є такі:

1. Удосконалено математичну модель оцінки технічного стану силового трансформатора, що на відміну від існуючих ґрунтується на обробці діагностичної інформації шляхом використання теорії нечітких множин та дозволяє за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі ідентифікувати дефекти без виведення з експлуатації.

2. Удосконалено математичну модель оцінки ризику відмови силового трансформатора, що на відміну від існуючих дозволяє на основі врахування технічного стану підвищити достовірність визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при збуреннях в зовнішній електричній мережі.

3. Розроблено комплексний підхід для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів, який ґрунтується на оцінці ризику відмови силового трансформатора та імовірісно-статистичному моделюванні режимів електроенергетичних систем в умовах невизначеності інформації та дозволяє підвищити достовірність визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем.

4. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів, який на відміну від існуючих враховує технічний стан, рівень надійності силового трансформатора електроенергетичних систем, що дозволяє сформулювати превентивні рішення щодо зниження ризику порушення нормального режиму при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

**Практичне значення одержаних результатів.** На основі розробленого математичного забезпечення створені програмні комплекси та проведено дослідно-промислові розрахунки визначення кількісних показників ризику

порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, що містять потужні підприємства-споживачі та електростанції з системою власних потреб, які підтвердили адекватність удосконалених математичних моделей оцінки технічного стану, ризику відмов силових трансформаторів і правильність прийнятих рішень.

Результати роботи прийняті для впровадження у:

- ТОВ УК «Метрополія». Виконано модельно-експериментальні розрахунки показників ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах силових трансформаторів. На основі одержаних результатів сформовано рекомендації щодо підвищення функціональної надійності ЕЕС з АЕС;

- ВАТ «Київхімволокно». В рамках спільної науково-технічної діяльності проведено ретроспективний аналіз параметрів режиму експлуатації силових трансформаторів. Проведено комплексні розрахунки для оцінки технічного стану силових трансформаторів та ризику відмови за наявності дефекту. Сформовані практичні рекомендації щодо терміну виводу в ремонт силового трансформатора.

Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

**Особистий внесок здобувача.** Наукові положення, що ввійшли до дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У роботах, які входять до переліку основних публікацій, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать такі результати: у [2] – розробка нечіткої бази знань моделей ідентифікації дефектів в силових трансформаторів із застосуванням результатів ХАРГ; у [3] – удосконалення математичної моделі силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту; у [4] – розробка алгоритму оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі; у [5] – удосконалення математичної моделі силового

трансформатора для оцінки ризику відмови при короткому замиканні в електричній мережі; у [6] – моделювання та визначення ризику порушення нормального режиму в ЕЕС з урахуванням статистики аварійних відключень і оцінок технічного стану силових трансформаторів; у [7] – розробка підходу параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності нечіткої моделі оцінки технічного стану силового трансформатора; у [8] – удосконалення параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності нечіткої моделі оцінки технічного стану силового трансформатора; у [9] – вибір методу та розробка алгоритму визначення послідовності виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі аналізу оцінки технічного стану; у [10] – обґрунтування критеріїв ефективності управління експлуатацією обладнання мереж та оптимізаційних моделей ТОіР.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати за темою дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних та всеукраїнських конференціях, наукових та науково-технічних семінарах, зокрема: міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика XXI століття» (АР Крим, смт. Миколаївка, 2011 р.); міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2016 р., 2018 р.); міжнародній конференції «IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering» (UKRCON) (м. Київ, 2017 р.).

**Публікації.** Результати дисертації опубліковано у 14 наукових працях, у тому числі: 9 статей у наукових фахових виданнях (з яких 4 у виданнях України, які включено до міжнародних наукометричних баз); 5 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертація складається зі вступу, п'яти розділів, висновку, списку використаних джерел (180 найменувань) і додатків. Основний текст викладений на 165 сторінках друкованого тексту, містить 25 таблиць, 31 рисунок. Загальний обсяг роботи 261 сторінок.



## РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС

### 1.1 Загальна характеристика стану електрообладнання та технологічних порушень в ЕЕС

Надійність функціонування електростанцій та підсистем ЕЕС визначається багатьма факторами, серед яких для сучасних умов великий вплив мають наступні [12]:

- зниження кваліфікації оперативного персоналу, що призводить до зростання помилкових дій до 40%;
- при переході до ринкових відносин в електроенергетиці виявилось, що механізми конкуренції знижують мотивацію у введені додаткових для підтримання надійності резервних потужностей, значно ускладнюється технологічне управління внаслідок протиріч між суб'єктами управління через конкуренцію, намагання енергокомпаній максимально використовувати наявний ресурс електрообладнання та недостатні інвестиції в модернізацію зношеного електрообладнання;
- стрімке старіння обладнання електростанцій і електричних мереж ЕЕС.

Рівень зношення основного електрообладнання в Україні й країнах СНД сягає 60-70 %. Так, за даними, наведеними в [11], зношення повітряних ліній електропередач становить 40 %, на підстанціях відпрацювали свій нормативний термін 19,7 % автотрансформаторів, 10 % шунтувальних реакторів, 20 % синхронних компенсаторів, 27 % вимикачів напругою 330-750 кВ, понад 50 % пристроїв релейного захисту й автоматики. Кількість підстанцій, що експлуатуються 30 років і більше, становить 16,1 %, ЛЕП 330кВ – 23,6%, ЛЕП 500кВ – 43,5%. Статистичні дані [11] свідчать, що значна частина обладнання знаходиться в експлуатації понад 30 років. Наприклад, за даними [12] з числа працюючих електростанцій понад 30 років знаходиться 63% теплових електростанцій.

Статистичний аналіз розподілу порушення роботи обладнання ТЕС [13] дає наступні показники: парові котли – 65,6 %; турбіни – 19,8 %; турбогенератори – 4,5 %; силові трансформатори – 1,6 %; комутаційне обладнання – 3,1 %; пристрої релейного захисту, ПАА – 4,5 %; інше – 0,9 %.

Розподіл технологічних порушень, пов'язаних з пошкодженнями електротехнічного обладнання ТЕС [11,13]:

- турбогенератори – 31,9 %;
- пристрої релейного захисту, ПАА – 32,1 %;
- комутаційне обладнання – 22,2 %;
- силові трансформатори – 11,3 %;
- вимірювальні трансформатори – 2,6 %.

Співвідношення економічних збитків від технологічних пошкоджень на ТЕС, пов'язаних з пошкодженням електротехнічного обладнання [11,13] є таким:

- турбогенератори – 33 %;
- пристрої релейного захисту, ПАА – 34 %;
- комутаційне обладнання – 19 %;
- силові трансформатори – 11 %;
- вимірювальні трансформатори – 3 %.

Розподіл кількості технологічних пошкоджень в роботі електротехнічного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище [13]: ПЛ – 56,1 %; комутаційне обладнання – 25,7 %; пристрої релейного захисту, ПАА – 11,2 %; силові трансформатори – 4,9 %; вимірювальні трансформатори – 2,1 %. Співвідношення економічного збитку від технологічних пошкоджень в електричних мережах напругою 110 кВ і вище, пов'язаних з пошкодженням електротехнічного обладнання: ПЛ – 50,8 %; комутаційне обладнання – 20,3 %; силові трансформатори – 18,4 %; пристрої релейного захисту, ПАА – 7 %; вимірювальні трансформатори – 3,5%.

В табл. 1.1 представлені дані щодо загального рівня старіння електрообладнання однієї з найкрупніших енергосистем України [1,11-13].

Таблиця 1.1

Кількісний склад електрообладнання електростанцій по роках експлуатації

Роки Найменування	Всього	за 40	30-40	25-30	до 25	за 40	30-40	25-30	до 25
Автотрансформатори, шт.	65	0	7	10	48	0	10,8%	15,4%	73,8%
Трансформатори, шт.	13	0	3	1	9	0	23,1%	7,7%	69,2%
Високовольтні вимикачі, шт.:									
750 кВ	14	0	2	0	12	0	14,3%	0	85,7%
330 кВ	137	24	59	18	36	17,5%	43,1%	13,1%	26,3%
220 кВ	112	0	28	27	57	0	25,0%	24,1%	50,9%
150 кВ	235	30	120	50	35	12,8%	51,1%	21,3%	14,9%
35 кВ	161	35	24	41	61	21,7%	14,9%	25,5%	37,9%
10 кВ	122	14	37	29	42	11,5%	30,3%	23,8%	34,4%
6 кВ	24	21	3	0	0	87,5%	12,5%	0	0
Роз'єднувачі, шт.									
750 кВ	39	0	13	2	24	0	33,3%	5,1%	61,5%
330 кВ	488	102	187	61	138	20,9%	38,3%	12,5%	28,3%
220 кВ	274	23	19	105	127	8,4%	6,9%	38,3%	46,4%
150 кВ	1092	131	441	237	283	12,0%	40,4%	21,7%	25,9%
35 кВ	533	189	163	103	78	35,5%	30,6%	19,3%	14,6%
10 кВ	55	9	14	8	24	16,4%	25,5%	14,5%	43,6%
6 кВ	74	57	17	0	0	77,0%	23,0%	0	0
Трансформатори струму, шт.:									
750 кВ	42	0	3	0	39	0	7,1%	0	92,9%
330 кВ	422	20	92	57	253	4,7%	21,8%	13,5%	60,0%
220 кВ	341	45	124	126	46	13,2%	36,4%	37,0%	13,5%
150 кВ	700	38	258	153	251	5,4%	36,9%	21,9%	35,9%
35 кВ	229	28	58	45	98	12,2%	25,3%	19,7%	42,8%
10 кВ	236	18	84	38	96	7,6%	35,6%	16,1%	40,7%
6 кВ	50	46	4	0	0	92,0%	8,0%	0	0
Трансформатори напруги, шт.									
750 кВ	48		11		37		22,9%		77,1%
330 кВ	217	12	63	16	126	5,5%	29,0%	7,4%	58,1%
150 кВ	207	19	44	42	102	9,2%	21,3%	20,3%	49,3%
35 кВ	140	20	18	45	57	14,3%	12,9%	32,1%	40,7%
10 кВ	43	3	20	6	14	7,0%	46,5%	14,0%	32,6%
6 кВ	7	5	0	1	1	71,4%	0	14,3%	14,3%
Розрядники, шт.:									
750 кВ	30		3	1	26		10,0%	3,3%	86,7%
330 кВ	198	7	42	44	105	3,5%	21,2%	22,2%	53,0%
150 кВ	344	33	93	106	112	9,6%	27,0%	30,8%	32,6%
35 кВ	293	16	40	90	147	5,5%	13,7%	30,7%	50,2%
10 кВ	186	18	27	33	108	9,7%	14,5%	17,7%	58,1%
6 кВ	3	0	0	0	3	0	0	0	100,0%
Компресори	121	13	17	26	65	10,7%	14,0%	21,5%	53,7%
Акумуляторні батареї	27	3	2	5	17	11,1%	7,4%	18,5%	63,0%
Реактори	80	17	14	5	44	21,3%	17,5%	6,3%	55,0%

У розподільчих мережах, від надійності яких безпосередньо залежить надійність споживачів, результат старіння проявляється збільшенням кількості відмов обладнання [11-13]: за 7 років число відмов у мережах напругою 110 кВ і вище зросло з 610 до 1832, по силовим трансформаторам з 91 до 142, по вимикачах з 192 до 424. Кількість аварійних обмежень потужності й відключень великих енергоблоків становить у середньому приблизно 150 випадків у рік. Кількість повних скидань навантаження відбувається в середньому близько 70 разів на рік, з них приблизно третина - із втратою власних потреб електростанції. Проведені в [12] дослідження показали, що парк турбогенераторів істотно зістарився. Особливо це стосується турбогенераторів потужністю 25-50 МВт. Із 332 турбогенераторів цієї групи 35 перебували в експлуатації 50 і більше років і 287 – більше 30 років. З турбогенераторів потужністю 60-800 МВт більше 25 років експлуатувалося 479 машин або 57 % від загальної кількості. Більше 60% асинхронних електродвигунів, що входять у систему власних потреб електростанцій, експлуатуються більше 20 років, а в деяких енергосистемах їхня частка становить 80-90 %. Система власних потреб електростанцій у значній мірі визначає надійність і живучість електростанції в цілому. Основними елементами, що входять у систему ВП електростанції можна вважати силові трансформатори й асинхронні двигуни, оцінку технічного стану яких варто розглядати в першу чергу.

## **1.2 Аналіз статистики пошкоджуваності силових масляних трансформаторів**

Аналіз статистичних даних показує [13], що спостерігається значне збільшення аварійності парку СТ електростанцій і електропідстанцій ЕЕС промислово розвинених країн причини якого зв'язані зі старінням трансформаторів і недостатньо ефективною його експлуатацією. Надійність роботи електричних мереж, електростанцій і енергосистем в значній степені залежить від надійності роботи СТ і автотрансформаторів, що експлуатуються на електростанціях і в електричних мережах, значна кількість яких на енергопідприємствах України, відпрацювали термін служби 25 років. В цілому,

більше 40 % СТ напругою 110 кВ і вище, що експлуатуються на енергопідприємствах України, знаходяться в експлуатації більше 25 років.

Згідно з даними [13], аналіз відмов СТ потужністю 80 МВА і вище і шунтувальних реакторів за 2 роки показав, що питома число відмов у цей період для блокових трансформаторів ТЕС і ГЕС склало 0,86 % на рік, а аварій – 0,22 % на рік (дані по 2030 трансформаторам). Питома пошкоджуваність СТ магістральних ліній склали відповідно 1,5 і 0,25 %, регіональних мереж – 1,5 та 0,48 %.

Сумарна потужність силових трансформаторів в енергосистемах СНД на всіх рівнях напруг за рахунок декількох щаблів трансформації в 6-6,5 рази перевищує встановлену потужність генераторів [11-13]. Так як пошкоджуваність СТ безпосередньо впливає на надійність електростанції й ЕЕС в цілому, зрозуміла особлива увага до підтримки їхньої працездатності. Цього вимагає й статистика пошкоджень [13]: аварії через відмови СТ в електричних мережах викликають 80-90 % недовідпущення електроенергії, а на електростанціях – 10-20 %.

Аналіз пошкоджуваності парку трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-500 кВ потужністю 63 МВА та більше [13], які експлуатуються на підприємствах електричних та міжсистемних мереж, показує, що питома кількість технологічних порушень в роботі вказаних СТ, які призвели до відключення діями автоматичних захисних пристроїв або вимушеному відключенню персоналом по аварійній заявці, складає 1,8% в рік. При цьому біля 30% загальної кількості таких технологічних порушень супроводжувалося виникненням внутрішніх коротких замикань.

Основними причинами технологічних порушень [11], що супроводжуються внутрішніми короткими замиканнями в трансформаторі, є (в % від загальної кількості пошкоджень трансформаторів, що супроводжуються внутрішніми короткими замиканнями): зношення ізоляції обмоток – 24%; пробій ізоляції відводів, порушення контактного з'єднання відводу обмотки, обрив частини провідників гнучкого зв'язку, замикання на ярмову балку магнітопроводу та

корпус бака – 21%; пробій внутрішньої ізоляції високовольтних вводів – 21%; недостатня стійкість при КЗ – 10%; пошкодження РПН – 10%.

Серед випадків [14] з внутрішніми КЗ 28% супроводжувалися вибухами та пожежами трансформаторів. При цьому питома пошкоджуваність блочних трансформаторів напругою 110-500 кВ потужністю 63 МВА і більше, які супроводжувалися внутрішніми короткими замиканнями, складає менше 1% в рік.

Основними причинами технологічних порушень, які не супроводжуються внутрішніми короткими замиканнями є [14]: порушення в роботі РПН, протікання оливи з відводів, протікання оливи з трансформатора через порушення зварних з'єднань та гумових ущільнень, пошкодження двигунів маслонасосів системи охолодження, підвищення тиску в високовольтних герметичних вводах, пошкодження оболонки плівкового захисту.

В останні декілька років [13] збільшилась відносна питома пошкоджуваність СТ з терміном експлуатації до 3-х років, в т.ч. потужних силових трансформаторів. При цьому має місце як вивід з роботи в ремонт СТ через наявність недопустимих значень показників, що контролюються, так і пошкодження з внутрішніми короткими замиканнями.

Особливо високі вимоги висуваються до силових трансформаторів великої потужності, що входить до складу блоку "генератор-трансформатор". Робота блоку залежить від роботи блокового трансформатора й вихід його з ладу призводить до відключення блоку, що може бути причиною розвалу енергосистеми. Для блоків АЕС неможливість видавати потужність при працюючому реакторі взагалі є аварійною ситуацією [14]. Аналіз пошкоджуваності за останні роки блочних трансформаторів потужністю 63 МВА і більше напругою 110-500 кВ з терміном експлуатації більше 25 років, показує, що приблизно 45% від загальної кількості їх пошкоджень (без обліку пошкоджень високовольтних вводів і пристроїв РПН), що супроводжувались внутрішнім коротким замиканням, пов'язано з виникненням виткових замикань при зношенні ізоляції. Для таких трансформаторів доцільно застосовувати навіть досить складні й дорогі контрольно-діагностичні системи, наприклад,

автоматичну систему відбору проб оливи, аналізу газів, що знаходяться в маслі, і постановки діагнозу, вартість якої становить до 10 % вартості всього трансформатора [15].

Зростаючий характер кривої пошкоджуваності трансформаторів після відпрацьовування ним нормованого терміну служби (або "кривої життя" конкретного трансформатора) аналогічний подібним залежностями старіння всіх видів електрообладнання. Основна особливість трансформаторного обладнання полягає в тому, що термін служби у великій мірі визначається станом паперово-масляної ізоляції в процесі її природнього старіння і під впливом зовнішніх факторів [11, 15].

В табл. 1.2 наведені дані щодо причин пошкодження силових трансформаторів [13].

Таблиця 1.2

#### Основні причини пошкодження силових трансформаторів

Причина відмов силових трансформаторів	Частка відмов, %
Зміни властивостей матеріалів (старіння)	21,6
Дефекти конструкції й виготовлення	19,4
Недоліки експлуатації	16,8
Сторонні впливи	10,3
Нерозраховані режими в мережі	5,8
Дефекти ремонту	4,2
Кліматичні й зовнішні впливи	3,5

Проведений аналіз основних причин ушкодження силових трансформаторів в табл. 1.2 показує, що найбільш сильно їхню надійність знижують дефекти конструкції і виготовлення, а також недоліки експлуатації й ремонту силових трансформаторів.

У табл. 1.3 наведено розподіл пошкоджень силових трансформаторів по вузлах і класам напруг [15], при цьому їхня кількість склала: 29 % для 35 кВ; 47% для 110кВ; 19% для 220 кВ; 2% для 330 кВ; 3% для 500 кВ; 0% для 750кВ.

Таблиця 1.3

## Розподіл пошкоджень силових трансформаторів по вузлах і класам напруг

Вузол	Клас напруги, кВ													
	35		110		220		330		500		750		Усього	
	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%
Обмотки	61	30	43	13	10	7	1	8	0	0	0	0	115	16
Магнітопровід	0	0	0	0	2	1,5	1	8	0	0	0	0	3	0,5
Система охолодження	7	3	16	5	8	6	2	15	3	14	0	0	36	5
РПН	4	2	61	18	26	19	1	8	5	24	0	0	97	13,5
Високовольний ввід	27	13	77	23	44	32	3	23	7	34	0	0	158	22
Протікання оливи	15	7	35	10	21	15	3	23	4	19	0	0	78	11
Упуск оливи	59	30	75	22	24	18,5	2	15	2	9	0	0	162	23
Вандалізм	31	15	31	9	1	1	0	0	0	0	0	0	63	9
Разом	204	100	338	100	136	100	13	100	21	100	0	0	712	100

Як видно з табл. 1.3, найбільшу пошкоджуваність мають: високовольтні вводи – 22%, обмотки – 16%, пристрої РПН – 13,5%, що підтверджує вищесказане. Значну частку відмов становлять витік (11%) і упуск трансформаторної оливи (23%).

Проведені в [13, 15] останні роки у НДЦ "ЗТЗ-сервіс" дослідження 106 силових трансформаторів з напрацюванням більше 20 років, що експлуатуються в Росії та в Україні, дозволили виявити 643 дефекти, вид і місце яких наведені в табл.1.4.

Тільки в 10 випадках треба було замінити трансформатор повністю або його обмотки. Досвід обстежень [13,15] показує, що більше 70% дефектів можуть бути виявлені без відключення трансформатора від електричної мережі. Відмови високовольтних ввідів призводять до найбільш важких ушкоджень. Число важких ушкоджень із цієї причини становить 30-45 % загального числа аварій і відмов у рік [15].



Таблиця 1.4

Статистичні дані щодо пошкоджуваності функціональних вузлів СТ

Вид і місце дефекту	Кількість випадків	Частка, %
Система охолодження	146	22,71
Високовольтні вводи	92	14,3
Виділення газів у масло	58	9,02
Старіння оливи	48	7,47
Дефекти в пристрої РПН	46	7,15
Витіки по ущільненнях	44	6,84
Розпресовка обмоток	42	6,53
Забруднення твердої ізоляції	34	5,29
Зволоження твердої ізоляції	26	4,04
Розпресовка магнітопровода	26	4,04
Забруднення оливи	14	2,18
Деформація обмоток	10	1,56
Ушкодження в ШАОТ	8	1,24
Підвищена вібрація	8	1,24
Ушкодження ввводів	7	1,09
Ушкодження магнітних шунтів	6	0,93
Ушкодження пристрою ПБВ	6	0,93
Окислювання оливи	4	0,62
Порушення герметичності	4	0,62

Аналіз даних табл.1.5 показує, що найбільшу імовірність відмови в експлуатації СТ спричинюють системи охолодження, високовольтні вводи й ущільнення (близько 40% виявлених дефектів). Помітне місце, близько 10%, займає розпресовка обмоток і магнітопровода, близько 10% – забруднення й зволоження твердої ізоляції обмоток, близько 10% – старіння й забруднення оливи.

Відомо, що на режим роботи СТ впливають як сильні зовнішні фактори, так і аномальні режими роботи ЕЕС. Розглянемо ці впливи і їхні наслідки.

Грозові й комутаційні перенапруживають ушкодження головної й виткової ізоляції при недостатніх запасах їхньої електричної міцності [13,15].

Недостатній обсяг засобів компенсації реактивної потужності й регулювання напруги в мережах 330-750 кВ ЕЕС країн СНД в умовах спаду

виробництва електроенергії в останні роки [1] створює труднощі з підтримкою припустимих рівнів напруги, особливо в режимах мінімальних навантажень. Підйом напруги через недостатню компенсацію на ПЛ 500 кВ може досягати 550кВ та призвести до тривалого перезбудження магнітопровода. Перезбудження магнітної системи викликає підвищене нагрівання як самого сердечника, так і конструкційних сталевих деталей, що небезпечно для контактуючої з ними ізоляції [15].

Серйозним впливом з боку мережі є вплив на трансформатор струмів КЗ, що викликають деформацію обмоток при їхній електродинамічній нестійкості. У цей час такі uszkodження трансформаторів займають помітне місце. За розрахунками [14] приблизно 1,7% автотрансформаторів 220-500 кВ 1 раз на рік можуть піддаватися небезпечним впливам струму КЗ, особливо небезпечних для автотрансформаторів зі зниженою електродинамічною стійкістю.

Струми намагнічування при включенні викликають uszkodження обмоток через електричні й механічні перехідні процеси [15]. Так, через кидок струму при включенні з боку обмотки високої напруги СТ блоку АЕС потужністю 1000 МВА на кілька секунд для генераторів створюється режим форсування збудження. Кидок струму включення залежить, у першу чергу, від залишкової індукції в сердечнику трансформатора, яка у свою чергу залежить від конструкції сердечника.

Після декількох серйозних аварій трансформаторів у мережах Північної Америки були досліджені впливи геомагнітних бур [15], що викликають появу в довгих ЛЕП струмів порядку сотень ампер дуже низької частоти, які діють аналогічно постійному струму. Геомагнітні струми в першу чергу впливають на вимірювальні трансформатори струму, що веде до масових хибних спрацьовувань релейного захисту та місцевих перегрівів масивних деталей і бака СТ через перенасичення сердечника при протіканні великих постійних струмів по обмотці.

Великий вплив на термін експлуатації СТ внаслідок старіння ізоляції має режим навантаження. Наприклад, згідно з рекомендаціями інституту електроенергетики США EPRI короткочасно допускається температура 180°C,

при перевищенні якої можливе виникнення пухирців газу; тривало допускається температура  $140^{\circ}\text{C}$ , вище якої існує небезпека швидкого старіння паперової ізоляції [16]. Більшість закордонних фахівців вважають за можливе допускати температуру не вище  $140^{\circ}\text{C}$  із загальних міркувань по забезпеченню надійності СТ.

Разом з цим вплив теплових перевантажень для СТ, що експлуатуються в ОЕС України не є критичним для умов нашої країни із зимовим максимумом навантаження і порівняно холодним кліматом. Крім того, навантаження даних СТ, що експлуатуються в Україні, за останні 15 років [1] через різкий спад промислового виробництва знизилися в середньому з 60-70% до 20-40%.

Розглянемо найбільш характерні ушкодження, які можуть виникнути в будь-яких силових масляних трансформаторах і викликані різними причинами: недосконалістю конструкції, прихованими дефектами виготовлення, порушеннями правил перевезення, технології монтажу або правил експлуатації, неякісним ремонтом. У більшості випадків ушкодження відбувається не відразу, а після більш-менш тривалого впливу несприятливого фактора. Своєчасне виявлення виникаючого дефекту дозволяє вжити заходів по попередженню його розвитку й збереженню працездатного стану СТ.

Найпоширенішим видом ушкодження силових трансформаторів напругою 110 кВ і більше є ушкодження високовольтних вводів [13]. Зараз експлуатуються негерметичні й герметичні маслонаповнені вводи, а також високовольтні вводи із твердою ізоляцією.

Найбільш слабким вузлом негерметичних вводів є система захисту оливи від впливу вологи за допомогою масляного гідрозатвора й силікагелевого повітряосушувача. За умови тривалої експлуатації, особливо у випадку несвоєчасної заміни силікагеля, масло звожується, погіршуються його ізоляційні характеристики, у результаті чого можуть виникнути часткові розряди в маслі, відбувається пробій ізоляції з виникненням короткого замикання [15].

Герметичні вводи менш трудомісткі в експлуатації й більш надійні, ніж негерметичні. Як у негерметичних, так і в герметичних вводах може мати місце порушення герметичності в зоні кріплення верхньої контактної шпильки. При

пошкодженні ущільнювачів волога може з атмосфери просочуватися в масло, створюючи зволоження ізоляції СТ.

Іншим розповсюдженим видом ушкодження трансформаторів є ушкодження пристроїв РПН. Порушення в контактній системі виборця можуть виникати від неправильного регулювання контактів (недостатнє або надмірне натискання, перекося й ін.), внаслідок утворення на контактах плівки окислу при рідких перемикаваннях і несвоєчасно виконаних прокручуваннях пристрою, при порушеннях у кінематичній схемі.

До ушкоджень пристроїв РПН можуть призводити зволоження й забруднення ізолюючих деталей, виготовлення цих деталей з матеріалів, які не передбачені технічною документацією, ослаблення кріплень і т.д. Нерідкі відмови внаслідок порушень у роботі приводів РПН [13].

До найбільш важких наслідків призводять ушкодження обмоток і головної ізоляції СТ [15]. До порушення роботи твердої ізоляції призводить погано просушені електрокартон або виткова паперова ізоляція, брудне або зволожене трансформаторне масло, а також недотримання ізоляційних відстаней між аркушами електрокартону, розбухання слабо намотаної ізоляції, порушення в роботі системи охолодження, надмірні перевантаження трансформатора струмами і напругою та ін.

У зв'язку з постійним зростанням енергетичних потужностей зростають потужності короткого замикання сучасних ЕЕС [14]. Внаслідок цього зростання, а також при ослабленому запресовуванні обмоток електродинамічна стійкість обмоток до впливу зовнішніх КЗ (також їх називають "наскрізними" КЗ) може виявитися недостатньою. У результаті при зовнішніх КЗ обмотка може деформуватися або зруйнуватися, хоча її ізоляція перед ушкодженням перебувала в гарному стані.

Ушкодження в активній сталі трансформатора призводять до менш важких наслідків і зв'язані, як правило, з утворенням короткозамкнених контурів усередині бака [15]. Короткозамкнений контур викликає підвищене місцеве нагрівання (місцевий перегрів), зазвичай в місцях контактів, що погіршує

властивості трансформаторної оливи. Якщо вчасно не усунути дефект, то може відбутися ушкодження твердої ізоляції трансформатора.

Істотний вплив на загальну працездатність трансформатора здійснюють також допоміжні вузли й пристрої [15]. Так, наприклад, ушкодження маслососа в трансформаторах із системою охолодження Ц и ДЦ призводить до попадання металевих часток і інших домішок у трансформаторне масло, та спричинити виникнення серйозної аварії.

Наведений короткий огляд [11-15] основних видів ушкоджень показує, що в більшості випадків вони розвиваються поступово. Тому при раціональній стратегії перевірки технічного стану СТ можна буде вчасно вивести трансформатор у ремонт, запобігши виникненню аварійної ситуації або відмови, не допустити знеструмлення споживачів електроенергії, знизити час і витрати на ремонт.

Так як виявлення всіх видів дефектів не вдається забезпечити як по технічним, так і по економічним причинам, основна увага приділяється виявленню дефектів які найбільш часто проявляються і є найнебезпечнішими для працездатності СТ.

Найнебезпечнішими ушкодженнями за тривалістю знеструмлення споживачів електроенергії, фінансових втрат і можливості відновлення трансформаторного електрообладнання, є внутрішні ушкодження обмоток. Першопричиною внутрішніх ушкоджень обмоток СТ може бути внутрішній пробій у результаті старіння ізоляції й дія часткових розрядів у місці майбутнього пробою, ініціаторами яких можуть служити комутаційні, грозові й інші підвищені впливи на ізоляцію [13].

Другою основною причиною внутрішніх ушкоджень обмоток є недостатня електродинамічна стійкість обмоток при КЗ, що призводить практично відразу до пробою ізоляції в місці залишкових деформацій і витковому замиканню з аварійним виходом трансформатора із ладу з важкими наслідками.

У зв'язку з вищезазначеним для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації і управління надійністю СТ, а саме

удосконалення існуючих методів, математичних моделей оцінки технічного стану, оцінки ризиків відмови СТ зі значним терміном служби та прийняття обґрунтованих рішень щодо проведення технічного обслуговування та ремонту.

### **1.3 Аналіз існуючих методів і засобів діагностування технічного стану силових трансформаторів ЕЕС**

При превентивній стратегії ТОіР за СТ обстеження проводять при виводі в капітальний ремонт за графіком або при виході за нормативний термін служби. При стратегії догляду в залежності від стану СТ, обстеження здійснюються при виявленні під час безперервного або періодичного контролю, що проводяться без відключення від мережі, погіршення робочого стану. Обстеження також проводяться після аварійного виходу СТ з експлуатації з метою визначення обсягу ремонту або заміни на новий. Прийняття рішень щодо подальшої експлуатації обладнання потребує враховування ризику, тобто повинні розраховуватися наслідки аномальної роботи. Правильна оцінка ймовірності аварії при відмові СТ за незадовільного технічного стану й ступені ризику розвитку дефекту дозволить вибрати припустиме значення ризику відмови за наявності дефекту, при цьому кількісна величина ризику повинна бути мінімізована з врахуванням технічних, економічних, екологічних і режимних обмежень.

Наразі перевірка стану СТ визначена багатьма директивними методичними матеріалами [21-24]. Першу групу заходів щодо діагностики технічного стану СТ при експлуатації становлять роботи, які не потребують заходів до працюючого СТ. Це контроль за показаннями перерахованих засобів контролю й вимірювань, сигнальних пристроїв і зовнішніми оглядами СТ. До другої групи відносяться роботи, що не вимагають відключення, але пов'язані з необхідністю заходів до СТ або його допоміжних пристроїв. Головним тут є відбір проб оливи для перевірки електричних властивостей і хімічного аналізу або для хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів. Третя група включає роботи, які виконуються на

відключеному СТ. Це випробування й визначення стану ізоляції, обмоток, магнітопроводу, високовольтних вводів, пристроїв РПН і допоміжного обладнання. До четвертої групи відносять роботи на СТ, виведеному в ремонт. Тут виконується більш повний аналіз стану окремих частин з метою визначення або уточнення обсягу ремонту. Однак саме рішення про необхідність виводу СТ в ремонт приймається на підставі результатів діагностичних операцій перших трьох груп.

Розглянемо основні види контролю технічного стану СТ в період експлуатації. Відповідно до [21] під час роботи СТ контролюється їхній режим у частині навантаження, робочих напруг і відповідності цих параметрів припустимим для даного СТ. Безперервний контроль допустимості режиму здійснюється релейним захистом, у тому числі захистом за допомогою газового реле. Фіксується тривалість, кратність перевантажень, перенапруг і залежно від вимог до даного трансформатора при необхідності проводяться обстеження стану СТ.

У штатний контроль стану [21] входять виміри температури в різних точках трансформатора із застосуванням термосигналізаторів, рівня оливи в розширювачі, огляд трансформатора з виявленням зовнішніх ознак несправностей.

До періодичних випробувань без відключення трансформаторів відносять наступні основні випробування [21]: вимір часткових розрядів; вібраційний контроль; тепловизійний контроль; ультразвукова локація; вимір опору КЗ  $Z_K$  під навантаженням; вимір тангенса кута діелектричних втрат, ємності основи й струму небалансу трифазної системи для вводів; вимір струмів і навантаження електродвигунів маслonaсосів і приводів РПН; відбір проб оливи для проведення різних аналізів.

Прикладом комплексу відомостей, необхідних для такого ознайомлення, може служити перелік, що входить у програму обстеження трансформаторів, прийняту в енергосистемах України. У нього входять [21, 24]: паспортні й конструктивні дані трансформатора; відомості про строки введення в

експлуатацію; відомості про капітальні ремонти; ступінь завантаження трансформатора; короточасні й тривалі підвищення напруги; частота й межі використання пристрою РПН; дані періодичних профілактичних випробувань. У ці дані входять [24]:

- опори ізоляції обмоток  $R_{60}, R_{15}$ ,  $tg\delta$  і ємність ізоляції, температура при вимірюваннях (дані, отримані на заводі після монтажу й капітального ремонту, дані останніх трьох вимірювань при профілактиці);

- опори обмоток постійному струму (дані заводські, монтажні, після капітального ремонту і в експлуатації);

- дані аналізу оливи: пробивна напруга,  $tg\delta$  при 20, 70 і 90 °С (останні вимірювання  $tg\delta$  оливи – при температурі вимірювання параметрів ізоляції), значення кислотного числа КОН, температура спалаху, наявність механічних домішок;

- результати ХАРГ оливи з датами відбору проб за останні три роки;

- опори КЗ  $Z_K$  для рекомендованих пар обмоток, паспортні значення  $U_K$  і відомості про струми КЗ, що протікали (з виділенням окремо числа КЗ на шинах підстанції й поблизу її).

*Періодичний контроль стану силових трансформаторів [21].* Здійснення періодичного контролю ТС СТ передбачає проведення зовнішнього і внутрішнього огляду трансформатора. При зовнішньому огляді під час нормальної роботи СТ перевіряються: рівень оливи в розширювачі у РПН; наявність протікання бака, охолоджувачів, мастилопроводів, РПН; температура оливи (установка й значення на термовказівнику). Внутрішній огляд доступних вузлів трансформатора проводять за наявності спеціальних люків.

*Контроль якості оливи* при обстеженні трансформатора дозволяє побічно судити про стан всієї ізоляції, виявити наявність і характер дефектів [21]. Проводять фізико-хімічний аналіз оливи, а також ХАРГ оливи, визначення наявності продуктів старіння ізоляції (фурані), сторонніх часток у маслі, концентрації антиокисних присадок.



Відсутність єдиної методики інтерпретації результатів ХАРГ оливи силових трансформаторів ускладнює порівняльну оцінку стану трансформаторів, контрольованих різними організаціями. До найпоширеніших методів інтерпретації результатів ХАРГ [16-20] можна віднести МЕК 599, IEEE, CIGRE (відношення по Роджерсу), Шлизингера, Дорненбурга, Дюваля та інші.

*Волога, що перебуває в оливі (розчинена або зв'язана) суттєво впливає на ізоляційні властивості паперово-масляної ізоляції і є безпосередньою причиною зниження електричної міцності оливи. Результати аналізів проб оливи, узятих до й після прогріву трансформатора, дозволяють судити про наявність вологи у твердій ізоляції [21].*

*Частки й механічні домішки в оливі дуже різко знижують електричну міцність ізоляційних проміжків. Аналіз включає рахунок кількості часток під мікроскопом, виявлення волокон, металевої стружки [21].*

*Старіння оливи й наявність у ньому повітря, як правило, приводять до погіршення його електричних характеристик. Ступінь старіння, здатність протидіяти окислюваності залежать від вмісту в маслі кисню з повітря та наявності антиокислювальної присадки (наприклад, іонолу). Це показує важливість своєчасного виявлення зниженої концентрації присадки [21, 23].*

*Для здійснення контролю теплового стану трансформаторів у роботі застосовуються як непрямі методи [21, 23], наприклад, вимірювання температури верхніх шарів оливи, так і методи вимірювання температури найбільш нагрітих точок всередині трансформатора під час роботи, що дозволяє визначити оптимальне число працюючих вентиляторів і насосів при даній навколишній температурі й навантаженні трансформатора, що дозволяє знизити втрати в системі охолодження, підвищити ККД трансформатора.*

*Вимірювання опору ізоляції дозволяє визначити лише грубі дефекти обладнання: наскрізний прогар, сильне зволоження або забруднення ізоляції [23,24]. У сполученні з іншими методами контролю вимір опору ізоляції може бути корисним для визначення забруднення й зволоження ізоляції на відносно ранніх стадіях.*

*Тангенс кута діелектричних втрат і ємність* ізоляції, які вимірюють на змінній напрузі промислової частоти, дозволяють виявити зволоження й забруднення ізоляції на більшій ранній стадії, ніж вимірювання опору ізоляції [23].

*Абсорбційні процеси* є наслідком перерозподілу зарядів в ізоляції. Методи оцінки зволоженості твердої ізоляції трансформаторів, що використовують електричні характеристики всього комплексу ізоляції "папір-масло", ґрунтуються на появі додаткової неоднорідності структури з появою включень вологи [23, 24]. Для виявлення початкового ступеня зволоження ізоляції в наш час усе ширше (Угорщина, Великобританія, Франція, Швейцарія) використовують методи аналізу поляризації в ізоляції в діапазонах низьких і дуже низьких частот.

*Вимірювання часткових розрядів* при подачі підвищеної в порівнянні з робочою напругою є одним з найефективніших методів вимірювання на працюючому трансформаторі, що дозволяє виявити дефекти ізоляції зі зниженням її електричної міцності на ранній стадії їхнього розвитку. Це визначило активний розвиток методів вимірів ЧР і створення систем контролю, що використовують електричні й акустичні датчики ЧР. Пересувні лабораторії високих напруг для таких випробувань застосовуються в Австралії (на частоті 300Гц), Бразилії (виміру ЧР при 130% номінальної напруги), КНР, США [15,19].

*Акустичні методи* знаходять широке застосування для виявлення місця ЧР при вимірюваннях на працюючому обладнанні як такі, які менше піддаються зовнішнім електричним перешкодам. Дослідження акустичних хвиль, що виникають від розрядів у маслі, проведені рядом інститутів і університетів Японії. Розроблені також методи пошуку місця ЧР у трансформаторі [11,15].

*Вимірювання струму й втрат неробочого ходу* дозволяє виявити можливі дефекти магнітної системи СТ, що є важливо для прийняття рішень щодо можливості подальшої експлуатації тривало працюючих СТ. За допомогою вимірювань струму намагнічування можуть бути виявлені також зсуви обмоток після КЗ і ушкодження міжвиткової ізоляції, пристрою РПН. Дослід неробочого ходу на номінальній напрузі є заключним при обстеженні трансформатора перед введенням його в роботу [24].

*Вимірювання опору обмоток постійному струму* при комплексному обстеженні СТ в експлуатації. Вони не повинні відрізнятися від вихідних більш ніж на 5%, а різниця у вимірах на різних фазах не повинна відрізнятися більш ніж на 2% (при однакових положеннях регулювальних відпайок) [23,24].

*Оцінка деформації й зсуву обмоток трансформатора*, викликаних впливом потужних КЗ, проводиться по змінненню повного опору обмоток: за значеннями опору короткого замикання  $Z_K$ , по реакції обмоток на вплив імпульсу низької напруги прямокутної форми й по частотній характеристиці обмоток, виміряної в широкому діапазоні частот [23,24].

*Вимірювання повного опору короткого замикання* проводять найбільш освоєним і простим методом виявлення деформації обмоток на відключеному СТ, зокрема, після впливу струмів КЗ великої кратності [23,24]. Особливо ефективний контроль змін  $Z_K$  для СТ, недостатньо стійких до стискаючих радіальних зусиль. На цьому ж принципі діє система контролю стану трансформатора в роботі, яка створена в Штутгартському університеті [14].

*Визначення віброударних характеристик* [23,24]. При вібраційному контролі стану СТ при вимірах рівня вібрацій на баці виявляються дефекти кріплення на фундаменті, аномальні вібрації й резонанси через поля розсіювання, зношування маслонасосів.

*Визначення ступеню старіння ізоляції*. Через дефекти твердої ізоляції СТ виникає багато ушкоджень, причому більшість дефектів викликана старінням паперової ізоляції. Темпи старіння паперової ізоляції суттєво залежать від її зволоженості. Якщо вологовміст більше 3,3% процеси старіння й окислювання стають небезпечними для ізоляції [23,24]. В якості показника старіння твердої ізоляції СТ прийнята її залишкова механічна міцність, тому що її електрична міцність знижується значно повільніше. Було встановлено, що коефіцієнт полімеризації DP, що показує середнє число незруйнованих кілець глюкози в молекулах целюлози твердої ізоляції, найкраще корелюється зі зниженням механічної міцності [23,24]. Коефіцієнт полімеризації й у цей час є основним оцінюючим параметром при випробуваннях целюлозної ізоляції на старіння.

*Тепловізійний контроль.* Контроль нагрівання СТ із зовнішньої поверхні дозволяє виявити дефекти зовнішніх контактних з'єднань, підвищене нагрівання окремих ділянок поверхні бака й перегріву в баках контакторів і вибірників РПН [24].

Найбільш ефективними щодо попередження аварій СТ є автоматизовані системи безперервного контролю, що використовують комплекс датчиків, які реагують на максимально можливе число видів дефектів, які розвиваються при роботі трансформаторів. Крім безпосередньо вимірюваних даних, у систему вводяться відомості про попередні умови експлуатації СТ. Дані безперервного контролю є оперативною базою для постановки діагнозу, облік минулих режимів роботи й раніше виміряних значень дозволяють повніше оцінити загальний технічний стан СТ, прогнозувати процес його погіршення. Проте для систем безперервного контролю необхідно створення відповідного програмного забезпечення, яке дозволило б підвищити достовірність виявлення дефекту, виконати оцінку ризику відмови СТ за наявності дефекту та сформував перелік превентивних рішень щодо подальшої стратегії експлуатації СТ на найближчий термін.

#### **1.4 Аналіз режимів ЕЕС при відмовах електрообладнання**

Проведений у розділі 1 аналіз стану парку електрообладнання ЕЕС України, зокрема силового і комутаційного електрообладнання показав, що стан ЕЕС характеризується напруженим режимом роботи, перш за все внаслідок того, що в експлуатації знаходиться значна частка зношеного електрообладнання. Значні фізичне і моральне зношення фонду електрообладнання призводить до збільшення кількості аварійних ситуацій в ЕЕС внаслідок відмов електрообладнання.

Реально існуючі на сьогодні закономірності розвитку сучасних ЕЕС, змінення умов функціонування призвели до зміни в структурі та режимах роботи підсистем ЕЕС [1, 34]:

- об'єднанням на сумісну роботу різних ЕЕС з формуванням міжрегіональних та міждержавних енергооб'єднань;

- децентралізацією електропостачання в зв'язку з розширенням використання джерел розосередженої генерації;
- реструктуризацією електроенергетики в результаті якої її структура суттєво відрізняється від структури ЕЕС як технічно єдиного об'єкта і від структури технологічного керування цим об'єктом;
- лібералізацією відносин в електроенергетиці.

Реформування електроенергетики призвело до того, що окремі підсистеми ЕЕС належать різним власникам, а межі балансової належності не співпадають з межами технологічного керування [34].

Іншою негативною стороною лібералізації управління електроенергетикою є зростання кількості учасників ринку нерідко не співпадаючими, протирічливими інтересами. Виникли проблеми координації, планування і взаємодії конкурентних та регульованих частин енергоринку [1, 34].

Керуючись принципом найбільшої дохідності, учасники енергоринку намагаються максимально використати пропускну здатність електричних мереж, скорочувати резерви потужності на електростанціях, уникати регулювання режимів з обмеженням споживачів, таким чином знижуючи надійність функціонування ЕЕС [34].

Проведений аналіз лібералізованих закордонних ринків електроенергії [34] показав, що наразі і там немає сформованих стійких механізмів забезпечення надійності ЕЕС. Різні закордонні ЕЕС по-різному вирішують проблему надійності. При цьому використовуються критерії, значна частка яких носить скоріше за все емпірично-екстраполяційний, ніж техніко-економічний обґрунтований характер. Результатом лібералізації керування електроенергетикою є суттєва втрата керованості електроенергетикою.

Усі вищезазначені фактори суттєво ускладнюють режими роботи ЕЕС, підвищують їх динамічність, непередбачуваність, ризик виникнення аварійних ситуацій з порушенням динамічної стійкості ЕЕС, неприпустимим зниженням рівня напруги у вузлах навантаження, перевантаження електрообладнання ЕЕС. Внаслідок відмов засобів релейного захисту і автоматики, помилок персоналу, інших додаткових і

зовнішніх факторів нерідко виникає каскадний розвиток аварійних ситуацій з негативними соціальними, економічними і екологічними наслідками.

Вище розглянуті об'єктивно існуючі фактори і причини в кінцевому рахунку призводять до суттєвого зниження надійності функціонування підсистем ЕЕС. Все це порушує необхідний рівень надійності, економічності режиму роботи, перш за все відповідальних споживачів, від роботи яких залежить стійкість і безпека технологічного процесу виробничих об'єктів, зокрема: ВП ТЕС та АЕС, системи електропостачання виробництв металургійної і хімічної промисловості. Особливо небезпечним є знеструмлення ВП електростанції внаслідок порушень нормального режиму в підсистемах ЕЕС, оскільки може спричинити порушення ядерної безпеки.

Характерною властивістю режиму роботи ЕЕС є безперервний потік різних збурень, частина з яких становить загрозу для стійкості роботи ЕЕС [34]. Розгалужені потужні ЕЕС з потужними міжсистемними зв'язками створювалися протягом останніх 60 років з метою підвищення якості та надійності електропостачання споживачів. Досить важкі системні аварії відбулися в енергосистемах Європи, Росії, США, Канади, які супроводжувалися порушенням електропостачання споживачів на значних територіях та з катастрофічними наслідками, хоча частота виникнення таких аварій приблизно один раз на декілька років [34]. На рис.1.1-1.2 представлені результати виконаного аналізу частоти виникнення системних аварій та збитків від недовідпущення електроенергії в ЕЕС світу за останні 50 років відповідно.



Рис.1.1 Статистика кількості системних аварій в ЕЕС світу за останні 50 років



Рис.1.2 Кількість постраждалих від недовідпущення електроенергії в ЕЕС світу за останні 50 років, млн.чоловік

При побудові гістограм враховувалися перерви в електропостачанні, що відповідають таким критеріям: незапланована системним оператором перерва електропостачання; від недовідпущення електроенергії постраждали як мінімум 1000 споживачів та обсяг аварійного відключення при цьому становить сумарною потужністю більше 100 МВт; тривалість перерви електропостачання більш ніж одна година. Узагальнені дані [34] по деяким найбільшим системним аваріям в різних ЕЕС світу представлені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5

**Найбільші системні аварії XX ст**

Країна	Дата виникнення системної аварії	Сумарна потужність відключених споживачів, ГВт	Тривалість порушення електропостачання, год
США і Канада	Листопад 1965	40	3-13
Італія	Листопад 1976	20	0,5
США	Липень 1977	6	Більше 25
Італія	Листопад 1978	25	0,6
Франція	Грудень 1978	30	2-8
США	Липень 1996	12	Більше 20
	Серпень 1996	30,4	6
Чілі	Травень 1997	2(80%)	0,5
Бразилія	Березень 1999	24,7	Близько 4
США і Канада	Серпень 2003	62	Більше 1
Італія	Вересень 2003	27,7	0,5
Росія (Москва)	Травень 2005	2,5	8
Європа	Листопад 2006	17	0,6

Показовим прикладом аварії першопричиною виникнення якої було спричинене відмовою основного і допоміжного електрообладнання внаслідок значного вичерпання ресурсу є системна аварія в Московській електроенергетичній системі 25.05.2005 р. [34], яка призвела до порушення електропостачання Москви і Московській області та затронула енергосистеми сусідніх Тульської, Калужської, Тверської, Рязанської і Смоленської областей та наступне її розслідування виявили низку технологічних проблем, зокрема, проблему забезпечення ефективного управління надійністю електропостачання даного регіону. Основними першопричинами виникнення каскадної аварії стали низька надійність основного і допоміжного обладнання внаслідок значного вичерпання ресурсу (термін напрацювання становив більше 60 років). При цьому в процесі каскадного розвитку аварії спостерігалось поступове ослаблення мережі в першу чергу за рахунок послідовних перевантажень і відключень за перевантаженнями або по спровокованим КЗ перевантаженням ПЛ напругою 220 кВ, що відходять від відповідних підстанцій, що в свою чергу викликало перерозподіл потоків потужності і призвело до перевантажень інших ЛЕП сусідніх областей.

В результаті розслідування аварій були встановлені основні причини її виникнення і розвитку аварії є [29, 34]: відставання вводу потужності від темпів зростання електропостачання (більш 44% на рік); вичерпання пропускної здатності системоутворюючих електричних мереж 220 кВ та розподільчих мереж регіону, що обтяжило приймання з ОЕС Центру потужності для покриття дефіциту; недостатній об'єм джерел реактивної потужності; недостатність сучасних програмних комплексів, засобів управління, які дозволяли б виконувати оцінку і аналіз надійності роботи енергосистеми на основі поточних параметрів режиму; недостатня здатність високовольтних вимикачів 110-500 кВ в нормальних і ремонтних режимах, що призводить до розділення електричних мереж зі зниженням їх надійності; низька оперативність диспетчерського управління в аварійних режимах і низький рівень спостережуваності режиму; низька живучість енергосистеми, що проявилось в каскадному відключенні ПЛ-220 кВ та ПЛ-110 кВ, а також повним скиданням навантажень на низці електростанцій; наявність в даному регіоні споживачів з особливо небезпечними виробництвами, не всі з яких облаштовані резервними



енергоустановками; недосконалість програмного забезпечення і розрахункової моделі Московської енергосистеми для проведення розрахунків і визначення критеріїв системної надійності в усталених, ремонтних і після аварійних режимах; низький рівень підготовки, натренованості диспетчерського персоналу (зокрема в частині управління режимами в аварійних ситуаціях).

Сучасний стан енергетики України характеризується суттєвим зниженням стійкості ЕЕС внаслідок відсутності необхідного об'єму маневрових потужностей, нерівномірним розміщенням генеруючих джерел по території ОЕС при високій концентрації потужності в окремих вузлах та регіонах, і необхідністю в зв'язку з цим передачі великих потоків потужності по елементах схеми з надлишкових регіонів в дефіцитні; наявністю "слабких" зв'язків між окремими регіонами ОЕС. Сполучення вказаних факторів з аварійним відключенням хоча б одного енергоблоку 1000 МВт може стати причиною виникнення в ЕЕС значного небалансу потужності, який часто супроводжується швидким зниженням частоти в ЕЕС та асинхронним ходом генераторів, що разом з можливими відмовами електрообладнання, неправильними спрацюваннями ПАА і діями персоналу з великою імовірністю призведе до виникнення небалансу потужності значної величини та каскадного розвитку аварійної ситуації.

Слід зазначити, розвиток збурень в системну аварію будь-якого енергооб'єднання зумовлюється наступними факторами [25, 26]: недостатньою надійністю сформованої схеми видачі потужності електростанції нормативними умовам; недостатньою пропускнуою здатністю внутрішньо системних перетинів; недостатньою надійністю схем живлення вузлів електроспоживання, який ослаблюється в результаті внутрішніх або зовнішніх впливів; відсутністю або неефективністю релейного захисту і ПАА; відмовами комутаційних апаратів; недостатньою надійністю засобів диспетчерсько-технологічного управління; неможливістю прийняття персоналом правильного рішення при швидкому розвитку аварії.

Особливої уваги заслуговують при цьому можливі відмови СТ та наслідки, які їх супроводжують. Наразі СТ як зазначалось є одним з найпоширенішим і найвідповідальнішим елементом ЕЕС. Особливо це стосується блокових трансформаторів АЕС. З одного боку відмова СТ за наявності дефекту, незадовільного ТС може призвести до відключення енергоблоку від електричної мережі та стати

причиною виникнення аварійної ситуації із неприпустимим зміненням режимних параметрів. З іншого боку зовнішні збурення можуть стати причиною відмови СТ. Найбільш небезпечними такими збуреннями перш за все для обмоток СТ є КЗ. Разом з цим як зазначалось в умовах можливої невідповідності рівню струмів КЗ в зовнішній електричній мережі, і зокрема на ПЛ видачі потужності з АЕС підвищується ризик пошкодження окремих елементів СТ при КЗ. Крім того умови виникнення і ліквідації наслідків КЗ в ЕЕС України наразі супроводжуються низкою небажаних факторів [1, 22]:

- високими рівнями струмів КЗ, які в значній мірі визначаються великою одиничною потужністю електрообладнання АЕС;
- невідповідністю вимикаючої здатності вимикачів, які встановлені в мережах 220–750 кВ ОЕС України, розрахунковим значенням струмів КЗ (біля 15% від загальної кількості вимикачів 220–750 кВ) і експлуатація фізично зношених комутаційних апаратів (40% від загальної кількості установлених на об'єктах енергосистеми);
- збільшення сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ  $T_a$  елементів енергосистеми (характерна особливість електрообладнання, що має значні потужності і розраховане на роботу в мережі високої напруги);
- КЗ на ЛЕП видачі потужності АЕС можуть стати причиною і короткочасного або тривалого порушення зв'язку станції з енергосистемою.

Практика експлуатації [34] показує, що останнім часом загострюється проблема невідповідності розрахункових і реальних умов функціонування електрообладнання окремих підсистем, які супроводжуються збільшенням кількості КЗ та інших технологічних порушень. Для потужних підприємств-споживачів з неперервним технологічним процесом наслідки таких порушень спричиняють перервами в роботі зі значними збитками. Внаслідок короткочасних порушень зі зниженням напруги при КЗ або відмовами електрообладнання підсистем ЕЕС, в тому числі СТ, для вузлів навантаження можливі наступні наслідки: втрата статичної і динамічної стійкості ЕЕС; порушення технологічної стійкості об'єкта. Наразі потужні енергоємні багатомашинні

підприємства живляться зазвичай від централізованих джерел електропостачання, а саме ЕЕС, для яких гостро стоїть проблема якісного електропостачання.

Разом з цим є характерною невідповідність умов функціонування електропостачальної та електротехнічної систем підприємства. Аварійні збурення як у внутрішній так і зовнішній частині системи електропостачання при відмовах електрообладнання, зокрема СТ, часто призводять внаслідок чутливості потужних електродвигунів до втрати статичної і динамічної стійкості.

На основі аналізу експериментів робіт і досліджень динамічних режимів навантаження [22, 34] визначено множину збурень, які призводять до порушення нормального режиму двигунового навантаження: зниження напруги стрибком приблизно до рівня 0,8 від вихідного значення внаслідок відключення окремих елементів зовнішньої електричної мережі ЕЕС; глибоке короткочасне зниження напруги внаслідок КЗ в ЕЕС; перерва електропостачання двигунового навантаження різної тривалості; асинхронний режим у ЕЕС, який супроводжується зниженням напруги у вузлі навантаження.

## **Висновки по 1 розділу**

1. Проведений аналіз стану сучасних ЕЕС України показав, що існує значний рівень зношеності силового і комутаційного електрообладнання та спостерігається слабка тенденція його заміни і модернізації. Встановлено, що спостерігається збільшення кількості відмов основного і допоміжного електрообладнання ЕЕС, які підвищують ризик порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС зі знеструмленням споживачів із значними технічними, економічними та соціальними наслідками.

2. На основі аналізу статистичних даних встановлено об'єктивно існуючу недостатність ретроспективних даних експлуатації, неповноту інформації щодо технічного стану силових трансформаторів, неодночасності отриманої інформації за результатами окремих вимірювань, нечіткість показань за результатами вимірювальних прикладів. Тому вирішення задачі діагностування технічного стану силового

трансформатора потребує вдосконалення існуючих методів інтерпретації наявності дефектів, перш за все за результатами ХАРГ.

3. Проведений аналіз стану і закономірності розвитку сучасних ЕЕС України і інших промислово розвинених країн змінення умов їх функціонування, перш за все внаслідок лібералізації в електроенергетиці показав, що вище зазначені об'єктивно існуючі фактори суттєво ускладнюють режим роботи ЕЕС, порушують необхідний рівень надійності функціонування ЕЕС, збільшують ризик порушення нормального режиму. На основі аналізу системних аварій, які виникали в ЕЕС України і світу встановлено, що в якості головних причин їх виникнення є відмови електрообладнання, особливо потужних блочних силових трансформаторів, які за наявності дефекту, незадовільного технічного стану можуть призвести до виникнення аварійної ситуації із неприпустимим зміненням режимних параметрів.

4. Встановлено, що внаслідок можливої невідповідності розрахункових та реальних рівнів струмів КЗ в зовнішній електричній мережі суттєво підвищується ризик пошкодження обмоток силового трансформатора при КЗ та виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС із порушенням електропостачання споживачів.

5. На основі вищезазначеного обґрунтована необхідність вдосконалення математичних моделей оцінки технічного стану, ризику відмови силових трансформаторів та розробці комплексного підходу для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем за умови виведення з експлуатації силових трансформаторів та невизначеності вихідної інформації.

## РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ І МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ АНАЛІЗУ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПІДСИСТЕМ ЕЕС

### 2.1 Методи аналізу режимної надійності підсистем ЕЕС

На основі аналізу статистичних даних Інституту електроенергетичних досліджень EPRI встановлено, що близько 2 млн компаній в США втрачають 46млрд. доларів на рік через втрату продукції в зв'язку з відключенням електроенергії та 6,7 млрд. доларів на рік через зниження показників якості електроенергії, що постачається [27]. За оцінками експертів прямий і непрямий збиток від планових і непланових перерв у електропостачанні електроенергії в розвинених країнах в кілька разів перевершує збитки від наслідків стихійних явищ [28].

Аналіз практики експлуатації ЕЕС країн [28] показує, що всі найбільші системні аварії останнього часу, які відбулися в США (1997 р.), Канаді (2003р.), Італії (2003р.), Росія (2005-2015 р.), викликані неповною відповідністю діючої системи підтримки надійності функціонування енергооб'єктів та енергооб'єднань новим ринковим умовам.

Разом з тим, існує велика кількість зовнішніх та внутрішніх факторів [28], які можуть призводити до зниження надійності функціонування ЕЕС, а також до перерв у електропостачанні. Деякі зовнішні фактори не можуть бути усунені (небезпечні природні явища, аварії в магістральних електричних мережах і ін.). Проте необхідно передбачити схемно-режимні заходи, що знижують масштаб негативних наслідків або організацію роботи щодо компенсації за недовідпуск електроенергії [29, 30]. У разі виникнення внутрішніх факторів можливе проведення заходів (організаційних, технічних та ін.), що дозволяють знизити, а в ряді випадків, виключити можливість виникнення подій, що призводять до перерв в електропостачанні споживачів [31-33].

Для подолання цих проблем потрібно введення системи моніторингу кількісних оцінок і управління надійністю та ризиком, страхування відповідальності, санкцій та ін. стосовно конкретних класів та категорій надійності електропостачання споживачів.

Вирішення поставлених задач потребує розробки відповідного підходу та програмного забезпечення оцінки режимної надійності при збуреннях в ЕЕС з урахуванням вищезазначених факторів.

*Існуючі методи оцінки режимної надійності ЕЕС.* Однією з основних задач органів оперативно-диспетчерського управління є забезпечення надійності функціонування ЕЕС. Наразі задача аналізу режимної надійності вирішується при оперативно-диспетчерському управлінні, моделюванні ремонтних і післяаварійних режимів, в меншій мірі – при довгостроковому плануванні і проектуванні ЕЕС [56]. Алгоритми, що розглядаються в [54], припускають як наявність, так і відсутність статистичної інформації по частотах відмов в підсистемах генерації, передачі, розподілу електроенергії.

Планування розвитку електричної мережі підсистем ЕЕС пов'язано із техніко-економічним обґрунтуванням, що потребує вирішення задачі економічної ефективності при забезпеченні необхідного рівня режимної надійності [41,43].

У відповідності з [34-43] режимна надійність електроенергетичної системи трактується як здатність електричної мережі зберігати задані режими функціонування при зміні умов, відмовах елементів та раптових збуреннях, недопускаючи каскадного розвитку аварії з масовим порушенням електропостачання споживачів. Наразі розрізняють статичну і динамічну режимну надійність ЕЕС [34]. Оцінка статичної режимної надійності не передбачає врахування динамічних перехідних процесів в ЕЕС. Математична модель ЕЕС обмежується рівняннями для розрахунку ustalених режимів [35]. Динамічна режимна надійність пов'язана із урахуванням динаміки поведінки ЕЕС [40]. При цьому зазвичай використовують нелінійну математичну модель для розрахунку перехідних процесів в ЕЕС.

В загальному випадку при моделюванні первинних збурень у відповідності із критерієм N-1, N-2 враховується можливість розвитку аварій внаслідок перевантажень елементів, неприпустимого зниження напруг і роботи релейного захисту та автоматики. Дані фактори враховують при дослідженні як статичної так і динамічної режимної надійності ЕЕС [37,38].

У світовій і вітчизняній практиці для забезпечення режимної надійності основної електричної мережі, її традиційно проектують так, щоб при аварійних ситуаціях, пов'язаних з втратою (аварійним відключенням) елемента мережі, в нормальному режимі при проходженні максимуму навантаження ЕЕС, не призводило до порушення якісного електропостачання споживачів, а також нормальної роботи електростанцій.

Під якісним постачанням електроенергією споживачів, а також нормальної роботи електростанцій слід розуміти відсутність [42]: обмеження енергоспоживання; перевантажень обладнання електростанцій, підстанцій і ліній електропередачі; відхилень напруги і частоти небезпечних для генеруючого обладнання і споживачів електроенергії, обладнання електромереж; порушення стійкості ЕЕС.

Цей підхід ґрунтується на принципі надлишковості і називається критерієм N-1. Хоча, також можлива побудова енергосистеми за критерієм N- $i$  ( $i$  – число одночасно відключених елементів), але реально на практиці цей принцип реалізується рідко внаслідок значної затратності такого резервування. Це потребує розвитку методів оцінки режимної надійності ЕЕС та заходів по її підвищенню.

В даний критерій є одним з основних критеріїв при аналізі режимної надійності, який в [55] пропонується трактувати наступним чином:

- у формулі N-1 одиниця, є збуренням, а не елементом енергосистеми;
- після збурення - збереження стійкої роботи енергосистеми і відновлення її нормального режиму при нормативних збуреннях. Кожне нормативне збурення може бути не просто втратою мережевого елемента або генератора, а послідовністю подій, наприклад: коротке замикання заданого виду в заданому

місці, його відключення разом з мережевим елементом за заданий інтервал часу, далі повторне КЗ в тому ж місці через заданий інтервал часу (при врахуванні неуспішного АПВ) і його повторне відключення.

З іншого боку, критерій N-1 вважається недотриманим [55], якщо в енергосистемі сталася аварійна ситуація (порушення стійкості, відхилення режимних параметрів більше аварійно допустимих і ін.) в результаті:

- а) збурення, важче нормативного збурення;
- б) нормативне збурення протягом нормативного часу після аварійного режиму, відповідного фазі вторинного регулювання режиму;
- в) ненормативної серії послідовних нормативних збурень.

Звісно ж, що обмеження а) -в), які впливають з наведеного поняття критерію N-1, відсікають частину можливих ситуацій, які можуть призводити до порушення функціонування ЕЕС і виникненню важких аварійних ситуацій, в тому числі і системних. Аварійні ситуації, які відповідають б) і в) можна, за аналогією з 1), назвати критеріями більш високого ступеня: N-2, N-3 і т.д. При цьому нормативне збурення може бути і одиночним збуренням, як традиційно трактується поняття N-1. Збурення а) можна віднести до класу випадкових збурень. Випадкові збурення можна моделювати на основі статистичної або експертної інформації, зокрема, отриманої на основі даних безперервного моніторингу основного обладнання.

Важливим аспектом при аналізі режимної надійності є моделювання спрацьовування пристроїв релейного захисту і ПАА. При цьому поки немає усталеного відношення до цього питання [55]. Одні вважають принциповим, щоб при нормативному збуренні не працювала ПАА, що діє на зміну (відключення) потужності споживачів і / або генераторів електростанцій, інші, що ПАА є одним із засобів забезпечення дотримання цього критерію. Звісно ж, що другий підхід є більш правильним, тому що ПАА є однією з підсистем ЕЕС і фактично завжди присутня при виникненні збурень в ЕЕС.

Очевидно, що неврахування ПАА при аналізі режимної надійності призведе до більш песимістичних результатів, як з точки зору стійкості, так і порушення



технологічних обмежень по напруги, струмів, перетокам потужності, частоті. З іншого боку, неправильна робота ПАА або її відмова теж можуть бути враховані в алгоритмах аналізу режимної надійності.

На думку авторів [57], застосування ПАА не заважає тому, що критерій N-1 виконується, оскільки дозволяє забезпечити його виконання з меншими витратами. Відключення при цьому навантаження і /або джерел генерації при цьому узгоджено з відповідними суб'єктами і проводиться тільки у виключених визначених умовах і тільки на термін вторинного регулювання. Крім того відключення навантаження можливе не тільки для первинного регулювання режиму дією ПАА, а може застосовуватись і для вторинного регулювання. Враховуючи зазначене, задача критерію N-1 полягає не тільки в тому, якими засобами регулювати, а в тому, щоб забезпечувалось функціонування енергосистеми при найбільш вірогідних відмовах її елементів, а витрати можливо оптимізувати [44].

Таким чином, визначення надійності енергосистем, в межах традиційних уявлень, полягає в тому, щоб перевірити виконання критерію N-1 при заданому режимі ЕЕС. Виходячи із зазначеного в [57] робиться висновок, що виконання критерію N-1 означає короткочасне планування і підтримання такого електроенергетичного режиму N, який у випадку виникнення нормативного аварійного збурення забезпечує збереження стійкості з відхиленням режимних параметрів не більше гранично допустимих, а також можливість відновлення на протязі 15-20 хв нормальних значень параметрів і готовності протидіяти нормативним збуренням.

Такий підхід до оцінки надійності підсистем ЕЕС є детерміністичним, оскільки він враховує тільки регламентований набір ситуацій і не враховує імовірність їх появи для підсистем ЕЕС, що розглядається. Він характеризує імовірність опосередковано, за ознаками відповідності нормативним вимогам і не дає кількісної характеристики надійності енергосистеми. Ці обставини призводять до розвитку імовірнісних методів оцінки режимної надійності [58], оскільки детермінований критерій N-1 не є досконалий.

В якості показника для оцінки режимної надійності ЕЕС часто використовують показник ризику [53]. В останні десятиріччя для прийняття ефективних рішень щодо стратегії управління режимами ЕЕС в промислово розвинених країнах використовують стратегію ризик-менеджмента [58].

Застосування даної стратегії дозволяє провести комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між технічним станом електрообладнання та аварійними режимами ЕЕС, а також отримати інтегральний показник функціонування ЕЕС на всій множині аварійних ситуацій внаслідок відмов електрообладнання [42, 45].

Наразі існує багато підходів щодо визначення ризику. Так в [30] загальний ризик пошкодження у системі, яка містить  $k$  елементів визначається як сума індивідуальних ризиків конкретного елемента

$$R = \sum_{i=1}^k p_i \cdot S_i,$$

де  $p_i$  – імовірність відмови  $i$ -го елемента;  $S_i$  – сумарні збитки внаслідок відмови елемента.

Узагальнення низки понять «ризик» дає можливість його сформувати: ризик – це імовірність та чисельне значення небажаних наслідків при виникненні аварій.

Вітчизняні дослідження значно відстають в галузі дослідження проблем ризику від зарубіжних [25]. У [26] ризик визначають як деяка імовірність (або нечітка можливість) події та її наслідків. В працях [26, 28] визначенні загальні положення щодо аналізу ризиків виробничих об'єктів. Технічний ризик як основний кількісний показник ризику аварій визначено в [26]. У відповідності з [28] технічний ризик – це імовірність відмови технічних пристроїв з наслідками певного рівня за повний період функціонування об'єкта, що є найбільш близьким до визначень ризику в існуючих джерелах з цього висвітлення цього питання.

У вітчизняній практиці для оцінки ризику [72] використовують такі підходи: імовірність виникнення певної події; добуток імовірності настання події та її наслідків. Основними складовими ризику, які використовуються в оцінці режимної надійності на основі визначення ризику є відмови електрообладнання,

КЗ на ПЛ, режим ЕЕС на момент відмови. Проведений аналіз [30,32] показав, що для визначення основних складових технічного ризику можливо тільки методи із застосування імовірнісних та експертних оцінок.

## **2.2 Формування моделей відмов електрообладнання на основі статистичних даних**

Імовірнісний підхід до оцінки ризику зниження надійності електропостачання споживачів при аваріях в ЕЕС, що ґрунтується на використанні як методів статистичного моделювання, так і аналітичних методів суттєво залежить від достовірності визначення ймовірності відмови кожної одиниці електрообладнання енергосистеми, яка визначається з відповідних моделей відмов [59, 60]. При цьому для побудови адекватних математичних моделей відмов обладнання і оцінки кількісних показників ризику експлуатації підсистем ЕЕС необхідна наявність достовірних статистичних даних по відмовах елементів ЕЕС, що можливо лише при організації безперервного збору і аналізу статистичних даних по аварійності одиниць електрообладнання ЕЕС.

Зазвичай, при моделюванні відмов електрообладнання розглядають три періоди експлуатації [60, 61]: період припрацювання, нормальної експлуатації і період інтенсивного зношення і старіння.

Однією з основних характеристик відмов є функція розподілу часу безвідмовної роботи  $F(t)$ . Всі інші показники, які пов'язані з відмовами об'єкта можуть бути одержані на основі цієї залежності. Тому доцільним і необхідним є перш за все формування адекватних математичних моделей відмов одиниць електрообладнання ЕЕС для всіх періодів експлуатації.

Практика експлуатації ЕЕС показує [62, 63], що інформація для проведення кількісної і якісної оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах електрообладнання, зокрема статистичні дані

по можливих відмовах, ймовірностях відмов, частоті відмов, режимах відмов, можливих причинах і наслідках відмов, невизначеностей, пов'язаних з ЕЕС та навколишнім середовищем зазвичай є неповною і невизначеною, а іноді і зовсім відсутня.

Відомо, що зазвичай, виробники і експлуатуючі підприємства не забезпечують вільний доступ до даних по відмовах електрообладнання для розробників систем аналізу ризику. Це підтверджується і тим, що дані по питомій пошкоджуваності силового електрообладнання за кордоном також публікуються достатньо рідко, безсистемно і без коментарів [64-66]. Відсутність необхідної повної статистичної інформації перш за все по відмовах конкретних одиниць електрообладнання потребує диференційованого (індивідуального) підходу при формуванні структури і ідентифікації параметрів моделей відмов.

Вище проведений аналіз показує значний об'єктивно існуючий рівень невизначеності інформації, необхідної для побудови математичних моделей відмов електрообладнання ЕЕС. Ця невизначеність обумовлена, перш за все, внаслідок неточності, неможливості провести адекватні вимірювання, недосконалістю знань, розпливчастості типу нечіткості.

На практиці [66], зазвичай, незалежно від реального характеру вихідної інформації, припускають випадковий характер невизначеності результатів вимірювань, що зумовлює використання теорії ймовірностей як базової теорії для представлення і оброблення результатів спостережень за об'єктом.

До недоліків імовірнісного підходу слід віднести [67, 68]: представлення результатів як випадкових не є завжди обґрунтованим; закон розподілу результатів спостережень, зокрема похибок вимірювань, зазвичай постулюється невиправдано (в більшості випадків приймається нормальний закон); імовірнісний підхід дуже важко агрегувати з іншими підходами, які використовують при комп'ютерній обробці інформації.

В зв'язку з цим імовірнісні методи є малоефективними, коли невизначеності не випадкової природи відіграють вирішальну роль. Зазвичай,

реальна вихідна інформація для моделювання відмов електрообладнання в задачах аналізу ризику по своїй структурі не є однорідною і містить дані, що мають як ймовірнісну, так і нечітку природу.

Це потребує створення гібридних нечітко – ймовірнісних моделей відмов електрообладнання, які ґрунтуються на використанні як ймовірнісного підходу, так і підходу, що базується на використанні експертних оцінок і теорії нечітких множин [69-71].

Таким чином, в залежності від наявного характеру і повноти вихідної інформації, необхідно застосування різних підходів до формування математичних моделей відмов конкретних одиниць електрообладнання ЕЕС.

Розглянемо можливі підходи до формування моделей відмов електрообладнання, зокрема функції розподілу ймовірності відмов  $F(t)$ .

Оцінка ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, які супроводжуються зниженням надійності електропостачання споживачів, суттєво залежить, як зазначалось від достовірності визначення ймовірності відмови кожної одиниці електрообладнання, яке входить до складу ЕЕС. Для оцінки ймовірності відмови електрообладнання найдоцільніше використати статистичні дані щодо функціонування обладнання даного типу, на основі яких будується функція розподілу ймовірності відмови. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, в тому числі і вплив навколишнього середовища.

Такий підхід до оцінки ймовірності відмови може дати достовірні результати, якщо є однорідна і репрезентативна систематизована статистична інформація. Але на практиці [68], як зазначалось, цю статистику отримати дуже складно внаслідок різних умов експлуатації обладнання, його різнотипності, місця розташування обладнання в енергосистемі, а також внаслідок недосконалої системи моніторингу за відмовами об'єкта. Отримані в результаті обробки систематичних статистичних даних функції розподілу ймовірності подій базуються на генеральній сукупності подій і, строго кажучи, не є

імовірнісними характеристиками електрообладнання і тому потребують відповідного уточнення для кожного елемента з урахуванням його індивідуальних характеристик.

Процедура формування функцій  $F(t)$  електрообладнання виконуються з урахуванням наступних факторів: врахування працездатного стану електрообладнання в момент спостереження; врахування технічного стану електрообладнання; врахування впливу метеоумов; врахування рівня відновлення ресурсу після ремонту.

Розглянемо формування інтегральної функції імовірності відмови обладнання  $F(t)$  з урахуванням індивідуальних характеристик електрообладнання.

*Врахування працездатного стану електрообладнання в момент часу спостереження  $t_1$*  [72, 73]. Нехай відомо, що електрообладнання, яке розглядається, знаходилось в працездатному стані в момент спостереження  $t_1$ . Відома також функція  $F(t)$  розподілу імовірності відмови даного типу електрообладнання (рис.2.1). Необхідно визначити імовірність відмови електрообладнання на інтервалі  $\Delta t = t_2 - t_1$  за умови, що об'єкт в момент часу  $t_1$  був у працездатному стані.

Введемо наступні визначення подій:  $H_1$  – подія, яка полягає в тому, що об'єкт відмовив на інтервалі часу  $\Delta t$ ;  $H_2$  – подія за умови, що об'єкт в момент часу  $t_1$  був у працездатному стані причому  $\rho(H_2) = 1 - \rho(H_1)$ ;  $G$  – подія, яка полягає в тому, що об'єкт не відмовив на інтервалі часу  $[0; t_1]$ .

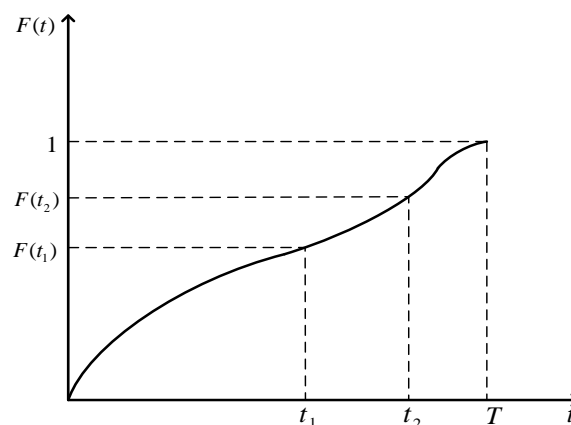


Рис.2.1 Типова функція розподілу імовірності відмови обладнання

Настання події  $H_1$  залежить від того, наступить чи не наступить подія  $G$ . Так як ці події залежні, то для визначення імовірності події  $H_1$  використаємо формулу множення:  $p(H_1) = p(G) \cdot p(H_1 / G)$ . Звідки імовірність настання події  $H_1$  згідно [73] за умови, що мала місце подія  $G$  дорівнює:

$$p(H_1 / G) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{p(G)};$$

де  $p(G) = 1 - F(t_1)$ .

В разі відсутності інформації про працездатний стан об'єкта в момент спостереження  $t_1$ , безумовна імовірність відмови об'єкта інтервалі спостереження  $\Delta t$  визначається з функції  $F(t)$ :  $p(H_1) = F(t_2) - F(t_1)$ .

*Врахування технічного стану електрообладнання до моменту спостереження  $t_1$ .* Імовірність відмови електрообладнання на інтервалі часу  $\Delta t$  залежить від його технічного стану до моменту спостереження  $t_1$ . (чим в більшій мірі зношене електрообладнання, тим вища імовірність його відмови). В якості міри оцінки технічного стану об'єкта приймемо величину  $S$ , яка кількісно характеризує загальний спрацьований ресурс об'єкта, та визначається за лінгвістичною математичною моделлю об'єкта [74]. Визначимо подію  $B$  – подія, яка полягає в тому, що об'єкт до моменту часу  $t_1$  мав технічний стан  $S$ ;  $H_2$  – подія може спостерігатися в одній з двох несумісних подій  $H_1$  та  $H_2$ , тобто при відмові об'єкта на інтервалі  $\Delta t$ , так і при відсутності відмови. Безумовна імовірність події  $B$  визначиться по формулі повної імовірності згідно з [75,76]:

$$p(B) = p(H_1) \cdot p(B / H_1) + p(H_2) \cdot p(B / H_2),$$

де:  $p(H_1)$ ,  $p(H_2)$  – апіорні імовірності події  $H_1$  і  $H_2$  до виявлення події  $B$ ;  $p(B / H_1)$  – умовна імовірність події  $B$  при настанні події  $H_1$  (або імовірність підтвердження гіпотези “відмова на  $\Delta t$ ” з ознакою  $S$ , яка характеризує технічний стан об'єкта);

$p(B/H_2)$  – умовна ймовірність події  $B$  при настанні події  $H_2$  (або ймовірність підтвердження гіпотези “об’єкт не відмовив на  $\Delta t$  ” ознакою  $S$ , яка характеризує технічний стан об’єкта).

Апостеріорна ймовірність гіпотези  $H_1$  при умові появи події  $B$  (ймовірність відмови об’єкта на інтервалі часу  $\Delta t$  при умові, що в момент часу  $t_1$  його технічний стан становив  $S$ ) визначиться за формулою Байєса [72]:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)}.$$

Умовні ймовірності  $p(B/H_1)$  та  $p(B/H_2)$  можуть бути визначені аналітичними методами на основі статистичного аналізу відмов даного типу електрообладнання. Практика експлуатації електрообладнання показує, що одержати такі дані дуже важко. Встановлення зв’язку вхідних характеристик, що визначають загальний спрацьований ресурс  $\bar{S} = (S_1, S_2, S_3, S_4, S_5)$  та умовними ймовірностями  $p(B/H_1)$  і  $p(B/H_2)$  можливо на основі експертних оцінок з використанням методу Сааті та композиційного правила нечіткого логічного висновку Заде, що докладно викладено в [71].

Згідно з [72] конкретні ознаки (входи) та вихідні характеристики можна розглядати як нечіткі множини  $S$  та  $P$ , що задані на універсальних множинах  $X$  та  $Y$  [77, 78], зв’язок між якими встановлюється на основі композиційного правила Заде:

$$P = R \circ S,$$

де  $\circ$  – означає максмінну композицію;  $S = \{s_1/x_1; s_2/x_2; \dots, s_m/x_m\}$ ;  
 $P = \{p_1/y_1; p_2/y_2; \dots, p_n/y_n\}$ ;  $p_j = \max \min(s_i, r_{ij})$ ;  $S_i$ ,  $i = 1, \dots, m$  – міра значущості ознаки  $x_i$ ;  
 $p_j$ ,  $j = 1, \dots, n$  – міра значущості вихідної характеристики  $y_j$ ;  
 $r_{ij}$ ,  $i = 1, \dots, m$ ;  $j = 1, \dots, n$  – ступінь впливу ознаки  $x_i$  на вихідну характеристику  $y_j$ .



Для визначення умовної імовірності  $p(B/H_1)$  сформована вихідна множина  $\bar{Y}_P = (Y_{p1}, Y_{p2}, Y_{p3}, Y_{p4}, Y_{p5})$ , яка складається з п'яти підмножин:  $y_{p1}$  - “Дуже висока імовірність події  $B$  при настанні події  $H_1$ ”;  $y_{p2}$  - “Висока імовірність імовірність події  $B$  при настанні події  $H_1$ ”;  $y_{p3}$  - “Середня імовірність імовірності події  $B$  при настанні події  $H_1$ ”;  $y_{p4}$  - “Низька імовірність імовірності події  $B$  при настанні події  $H_1$ ”;  $y_{p5}$  - “Дуже низька імовірності події  $B$  при настанні події  $H_1$ ”.

Аналогічним чином формується вихідна множина  $\bar{Y}_Q = (Y_{q1}, Y_{q2}, Y_{q3}, Y_{q4}, Y_{q5})$  для визначення  $p(B/H_2)$ . Функції належності вихідних множин  $\bar{Y}_P$  і  $\bar{Y}_Q$  побудовано на основі універсального класифікатора [71].

Множина вхідних ознак  $\bar{X}$  формується наступним чином:  $x_1$  - дуже великий загальний спрацьований ресурс  $S$  об'єкта;  $x_2$  - великий загальний спрацьований ресурс  $S$  об'єкта;  $x_3$  - допустимий загальний спрацьований ресурс  $S$  об'єкта;  $x_4$  - малий загальний спрацьований ресурс  $S$  об'єкта;  $x_5$  - дуже малий загальний спрацьований ресурс  $S$  об'єкта. Множина вхідних ознак об'єкта  $\bar{X}$  пов'язана з вихідними змінними  $\bar{Y}_P$  і  $\bar{Y}_Q$  через матриці причинних відношень  $R_P$  і  $R_Q$  на основі композиційного правила Заде [71]:  $P_P = R_P \circ S$ ,  $P_Q = R_Q \circ S$ .

Кількісні значення вихідних величин  $p_p(B/H_1)$  та  $p_q(B/H_2)$  з інтервалу  $[0,1]$  представлених у вигляді нечітких множин (функції належності до нечітких інтервалів шкали універсального класифікатора) визначаються [71,78]:

$$P(B/H_1) = \frac{\sum_{i=1}^5 S_{i-1} \times P_p^i(B/H_1)}{\sum_{i=1}^5 S_{i-1}}, \quad P(B/H_2) = \frac{\sum_{i=1}^5 S_{i-1} \times P_q^i(B/H_1)}{\sum_{i=1}^5 S_{i-1}},$$

де  $S_{i-1}(i = \bar{1}, \bar{5})$  - критеріальні значення параметрів універсального класифікатора.

Побудова матриць співвідношень для оцінки умовних ймовірностей відмови та безвідмовної роботи електрообладнання виконується за методом Сааті [79,80].

Врахування вказаних вище подій для визначення імовірності відмови електрообладнання на малому інтервалі часу  $\Delta t$  дозволяє модифікувати функцію розподілу імовірності відмови об'єкту на цьому інтервалі. Імовірність відмови об'єкта, яка визначається за функцією  $F(t)$  розраховується в [72]:

$$p(H_1) = F(t_2) - F(t_1); F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1 / G, B).$$

Останній вираз дозволяє визначити нове значення  $F'(t_2)$  в момент часу  $t_2$  за умови, коли інтервал часу  $\Delta t$  значно менше часу  $T$ , на якому сформована функція  $F(t)$ , а даний відрізок функції на інтервалі  $\Delta t = t_2 - t_1$ , можна представити відрізком [72] прямої між точками  $F(t_1)$  та  $F'(t_2)$  (рис.2.2).

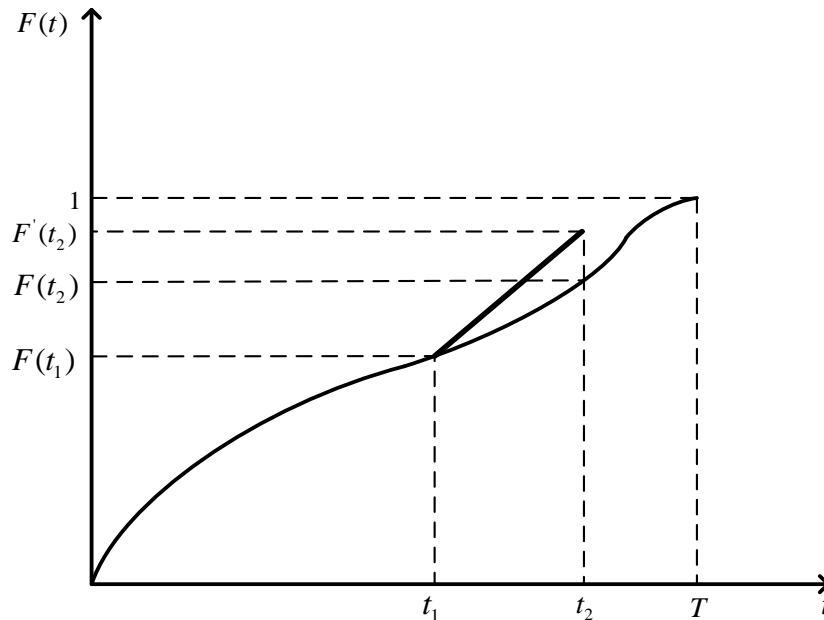


Рис. 2.2 Модифікована функція розподілу імовірності відмови обладнання

Модифікована функція  $F(t)$  конкретного типу електрообладнання дає можливість враховувати індивідуальні характеристики об'єкту, який знаходиться в експлуатації. Так як вказана функція використовується при

статистичному моделюванні, яке призначене для оцінки імовірності порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС, то врахування індивідуальних характеристик обладнання підсистеми дозволяє отримувати більш достовірні результати при статистичному моделюванні в порівнянні із використанням функції  $F(t)$ , побудованої на основі статистичної інформації про відмови даного типу електрообладнання.

Формування функції розподілу імовірності відмов мережевого та блочного СТ. Розглянута вище методика визначення імовірності відмов електрообладнання на інтервалі часу передбачає формування функцій розподілу імовірності відмов електрообладнання на основі статистичних даних, і зокрема для СТ. Було проведено аналіз статистики пошкоджуваності блокових і мережевих СТ встановлених на ПС електропостачальної організації та електричних станціях енергогенеруючих організацій України за 50 років експлуатації. З використанням методу найменших квадратів отримані оптимальні параметри функції змінення інтенсивності відмов для кожного з трьох інтервалів роботи мережевого і блокового СТ.

Послідовність визначення даних параметрів є наступною. Оскільки функція інтенсивності відмов Вейбула має нелінійний вигляд  $\lambda(t) = \lambda\delta t^{(\delta-1)}$ , за допомогою логарифмування приведено її до лінійного виду;  $\ln(\lambda(t)) = \ln(\lambda\delta) + (\delta-1)\ln(t)$ ;  $\ln(\lambda(t)) = y$ ;  $\ln(\lambda\delta) = b$ ;  $(\delta-1) = a$ ;  $\ln(t) = x$ , тобто маємо систему рівнянь з двома змінними.

Для визначення параметрів  $a$  і  $b$  прирівнюємо похідні функції  $f(a,b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b))^2$  по змінним  $a$  і  $b$  до нуля:

$$\begin{cases} \frac{\partial f(a,b)}{\partial a} = 0 \\ \frac{\partial f(a,b)}{\partial b} = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} -2 \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b))x_i = 0 \\ -2 \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b)) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} a \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n x_i y_i \\ a \sum_{i=1}^n x_i + nb = \sum_{i=1}^n y_i \end{cases}$$

Вирази для невідомих параметрів форми та масштабу функції розподілу Вейбула і рівномірного розподілу для розглядаємих ділянок напрацювання після розв'язання системи рівнянь мають вигляд:

$$\begin{cases} a = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \\ b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n x_i}{n} \end{cases}$$

Використовуючи запропоновану методику знаходження оптимальних параметрів функції інтенсивності відмов отримані результати для інтервалів напрацювання мережових і блочних СТ представлено в Додатку В. Аналітичні залежності інтенсивності відмови для блокових і мережових СТ для ділянок напрацювання мають вигляд відповідно

$$\lambda(t) = \begin{cases} 0,4965 \cdot 0,271 t^{(0,271-1)}, & t \in (0;12) \\ -1,125 \cdot 10^{-4} t + 2,35 \cdot 10^{-2}, & t \in (12;31) \\ 2,969 \cdot 10^{-8} \cdot 4,48 t^{(4,48-1)}, & t \in (31;40) \end{cases} \quad \lambda(t) = \begin{cases} 0,0687 \cdot 0,712 t^{(0,712-1)}, & t \in (0;12) \\ 0,0239, & t \in (12;33) \\ 1,942 \cdot 10^{-7} \cdot 3,96 t^{(3,96-1)}, & t \in (33;42) \end{cases}$$

Відповідні дані щодо інтенсивності відмов та гістограми розподілу інтенсивності відмов мережових СТ наведені на рис.2.3-2.4.

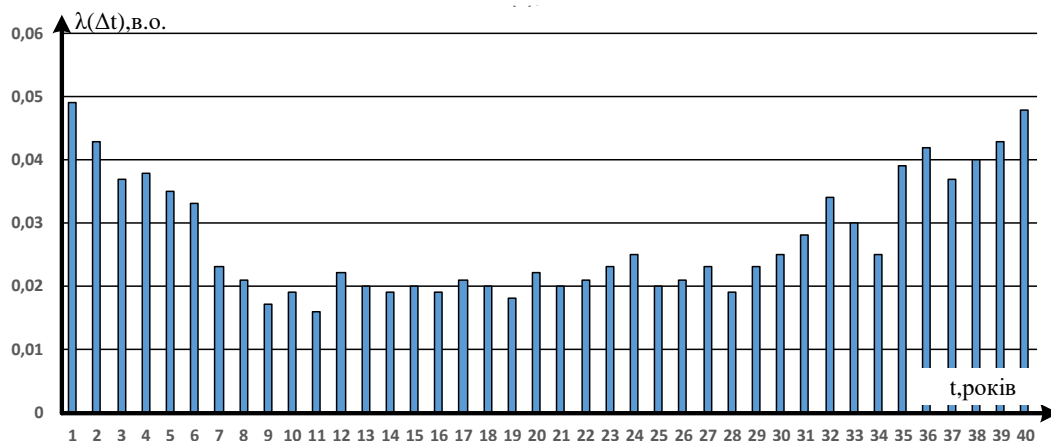


Рис. 2.3. Динаміка питомої пошкоджуваності мережевого СТ

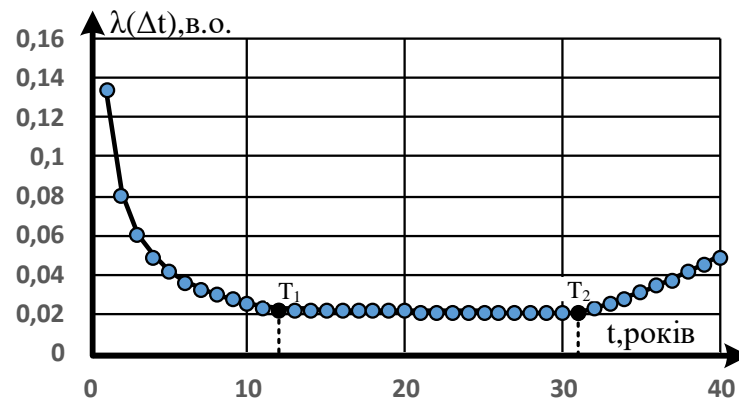


Рис. 2.4. Теоретична функція розподілу інтенсивності відмов мережевого СТ

Аналізуючи види побудованої гістограми (рис.2.3) можна зробити припущення про розподіл інтенсивності відмов (рис.2.4) мережевих СТ, що на інтервалах напрацювання від початку роботи до 12 років експлуатації та інтенсивного старіння від 34 до 43 років експлуатації відповідає закону Вейбула, а на інтервалі нормальної експлуатації від 12 до 34 років відповідає рівномірному закону.

Для вибраної довірчої ймовірності  $\alpha = 0,95$  та відповідного розрахованого числа ступенів свободи перевірка правильності прийнятої гіпотези здійснювалася за допомогою критерію Пірсона. Для статистичних даних по відмовам на всіх ділянках напрацювання гіпотези про прийняті закони розподілу відмов є несуперечливими по відношенню до наявних статистичних даних.

Графік функції розподілу імовірності відмов мережевого СТ представлена на рис.2.5.

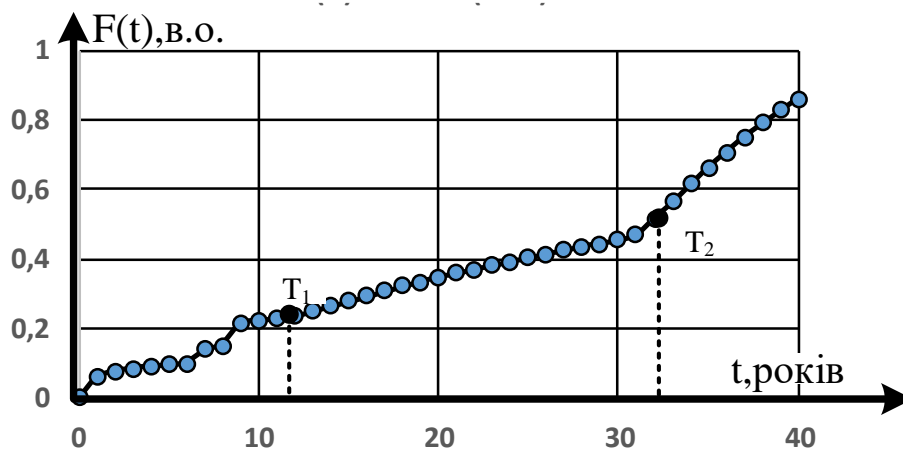


Рис. 2.5. Теоретична функція розподілу імовірності відмов мережевого СТ

Відповідні дані щодо інтенсивності відмов та гістограми розподілу інтенсивності відмов блочних СТ наведені на рис.2.6-2.7.

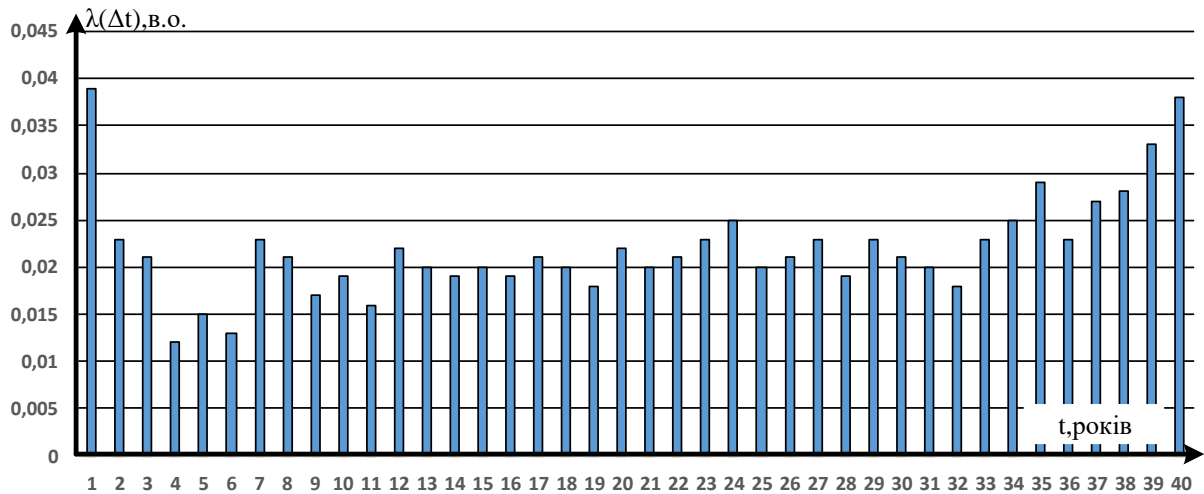


Рис. 2.6. Динаміка питомої пошкоджуваності блочного СТ

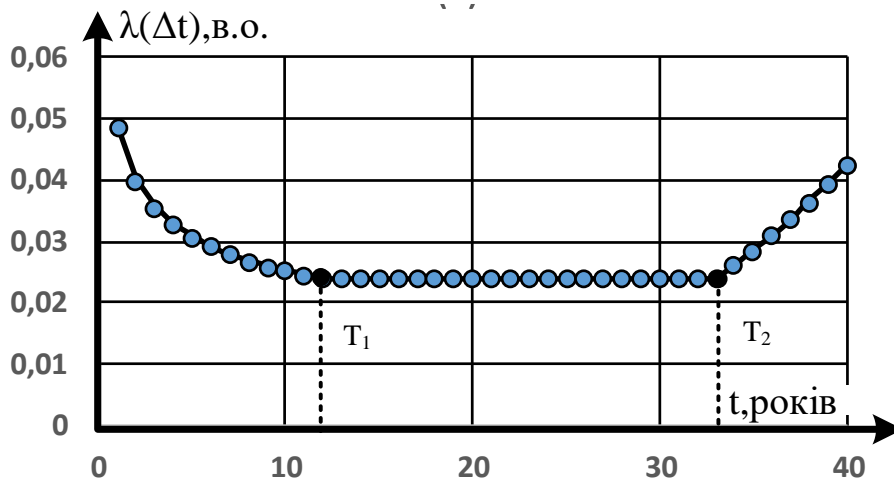


Рис. 2.7. Теоретична функція розподілу інтенсивності відмов блочного СТ

Аналізуючи види побудованої гістограми (рис.2.6) можна зробити припущення про розподіл інтенсивності відмов (рис.2.7) на інтервалах напрацювання від початку роботи до 12 років експлуатації та інтенсивного старіння від 33 до 42 років експлуатації відповідає закону Вейбула, а на інтервалі нормальної експлуатації від 12 до 33 років відповідає рівномірному закону.

Графік функції розподілу імовірності відмов блочного СТ представлений на рис.2.8.

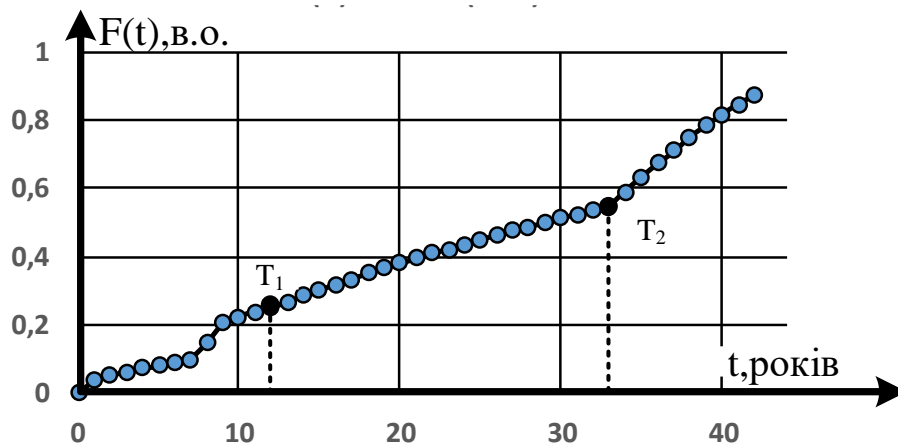


Рис. 2.8. Теоретична функція розподілу імовірності відмов блочного СТ

Параметри математичних моделей визначення імовірності відмови СТ на інтервалі часу для мережевих та блочних СТ внесено до розробленої автором інформаційної бази даних елементів ОЕС України для оцінки ризику порушення нормального режиму, фрагмент якої представлено в Додатку В.

### 2.3 Імовірнісно-статистичне моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах силових трансформаторів

Найбільш перспективним підходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням імовірнісних характеристик таких подій і їх наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яку необхідно кількісно визначити, оцінка надійності імовірнісними методами є більш об'єктивною і повною.

Імовірнісний підхід до оцінки надійності ЕЕС включає множину імовірнісно-статистичних методів, в яких статистичні оцінки використовують для визначення показників надійності елементів ЕЕС, а математична модель функціонування ЕЕС будується на теорії випадкових процесів. Можливо, також, застосування статистичних методів для одержання ретроспективних оцінок показників надійності безпосередньо

підсистем ЕЕС, але це потребує представницьких статистичних даних щодо технологічних порушень в роботі ЕЕС.

Наразі існує низка робіт присвячених моделюванню ЕЕС для визначення імовірностей виникнення аварійних ситуацій та каскадного розвитку аварій при відмовах електрообладнання, пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики.

У загальному випадку каскадний розвиток відмов моделюється з урахуванням імовірностей послідовно подій, що відбуваються. При врахуванні тільки структурних характеристик ЕЕС метод розрахунку імовірностей різних станів схеми при каскадному розвитку аварій наведено в [39, 46]. Моделювання імовірностей каскадного розвитку первинної відмови при контролі допустимості параметрів режиму і дії відповідних захистів із заданою імовірністю розглянуто в [47-49].

Наявність джерел розподіленої генерації в ЕЕС, а також сучасних багатофункціональних комутаційних апаратів і автоматики, що забезпечує їх роботу, дозволяє реалізувати різні заходи для підвищення режимної надійності електропостачання споживачів. Основним з таких схемно-режимних заходів є реконфігурація розподільної електричної мережі в післяаварійних режимах. Метою реконфігурації є формування збалансованих по генерації і навантаженні ізолюваних підсистем на базі джерел розподіленої генерації і прилеглих до них споживачів електроенергії. Для вибору раціональних місць розміщення реклоузера з точки зору мінімуму активних втрат в мережі і надійності електропостачання споживачів використовувалися різні методи, в тому числі методи математичного програмування, генетичні алгоритми [50, 51], метод колонії мурах [48], метод Монте-Карло в поєднанні з генетичним алгоритмом [52]. Математичні моделі функціонування ЕЕС в рамках імовірнісного підходу для оцінки надійності ЕЕС, ґрунтується на використанні двох основних методів: аналітичного та статистичного моделювання [76].

При використанні аналітичних методів розглядають простір випадкових станів ЕЕС, які різняться складом працездатних, не введених в експлуатацію елементів. Аналіз цих станів дозволяє виділити ті з них, в яких аварійні



відключення елементів, а також їх співпадання між собою або з навмисними відключеннями призводять до порушення надійної роботи підсистеми ЕЕС, тобто її відмови. Ці оцінки, які є середніми значеннями відповідних величин, в цілому характеризують надійність ЕЕС. В результаті можливо визначити імовірність відмови ЕЕС, частоту її появи і тривалість, а також інші показники: обмеження потужності навантаження, недовідпущену електроенергію [81].

Аналіз надійності ЕЕС з великою кількістю елементів внаслідок великої розмірності простору можливих станів значно ускладнюється, що потребує скорочення числа можливих розрахункових станів. В даному випадку найбільш імовірні ті стани, які мають важкі наслідки – необхідність обмеження потужності, що передається в підсистему ЕЕС, значні збитки від відключення споживачів у вузлах ЕЕС та інші.

Таке виділення розрахункових подій може бути детально виконано для підсистем ЕЕС з невеликою кількістю елементів. Зі збільшенням розмірності підсистем ЕЕС виділення відповідних подій стає ускладненим. В таких випадках застосовують методи, які дозволяють виділити розрахункові стани на основі наближеного аналізу станів ЕЕС.

Знайшли також застосування методи ранжування [82], які використовують величину показника функціонування підсистем ЕЕС для оцінки відносної важкості станів підсистем ЕЕС з відповідними елементами, тобто функцію станів елементів і режимних параметрів. Можлива також комбінація цих параметрів.

Для простих радіальних схем електричних мереж можливо визначити імовірнісні характеристики надійності методами імовірнісного еквівалентування. Схеми складних підсистем ЕЕС зазвичай рідко вдається звести до послідовно-паралельного з'єднання без прийняття низки припущень [83].

При оцінці надійності підсистем ЕЕС важливою задачею також є не тільки визначення станів, в яких виникає часткова відмова підсистем ЕЕС, але і розрахунок післяаварійних режимів та мінімізація негативних наслідків відключення елементів системи [83]. Розрахунок бездефіцитних режимів приводять як на основі використання класичних методів Ньютона, Зейделя, так і

більш спрощених методів. У випадку наявності дефіциту потужності потрібно застосування методів оптимізації для введення режиму в допустиму область та визначення об'єму та складу обмеження навантажень. Найбільш часто ця оптимізація формулюється як мінімізація збитків або об'єму відключаемого навантаження за наявності обмежень на режимні параметри.

Аналітичні методи оцінки надійності переважно використовують моделі відмов і відновлення електрообладнання, які ґрунтуються на марківських випадкових процесах [83]. При цьому припускається, що для подій відмов (відновлення) характерними є властивості стаціонарності, ординарності і відсутності післядії. Наявність цих властивостей є характерним для процесу відмови відносно надійних елементів підсистеми ЕЕС, які пройшли період припрацювання і не випрацювали свій ресурс (термін експлуатації). Якщо в структурі підсистеми ЕЕС знаходяться елементи зі значним рівнем спрацювання ресурсу для яких не є характерним перераховані властивості, то це може призвести до спотворення результатів при оцінці режимної надійності підсистем ЕЕС.

Використання моделі відмов одиниць електрообладнання складних підсистем ЕЕС, в яких враховується фактор нестаціонарності значно ускладнює використання аналітичних методів, що може зробити його застосування недоцільним.

Альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для систем енергетики, характерною особливістю яких є багатoeлементність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання є використання методів статистичного моделювання, тобто чисельних методів проведення обчислювальних експериментів з математичними моделями, що імітують поведінку складних процесів та реальних об'єктів, які піддаються випадковим збуренням.

Результати, які одержують при відтворенні аналізуемого процесу за допомогою імітаційних імовірнісних моделей є його випадковими реалізаціями. Тому для знаходження об'єктивних і стійких характеристик потрібно

багатократне відтворення процесу з подальшим обробленням одержаних даних. Визначаєма числова характеристика – показник надійності підсистеми ЕЕС оцінюється статистично за її математичному очікуванню після низки випробувань, що відповідає методам Монте-Карло [83].

Оцінка режимної надійності підсистем ЕЕС статистичним моделюванням по заданій моделі функціонування здійснюється шляхом імітації випадкового процесу змінення стану електричної мережі, який визначається на розрахунковому інтервалі часу (зазвичай рік). При цьому для кожного стану підсистеми ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, потрібно перевірити можливість нормального функціонування підсистем ЕЕС. Для цього потрібно розрахувати відповідний після аварійний режим, а у випадку дефіцитних післяаварійних режимів здійснити оптимальне обмеження навантаження.

Узагальнюючи можна сказати, що для оцінки режимної надійності підсистеми ЕЕС методом статистичного моделювання, необхідно створення моделі процесів відмов і відновлення елементів системи, а також моделі процесу змінення електричного навантаження і генерації. Модель навантаження може бути як детермінованою, що відтворює типові графіки споживання, так і імовірнісною, яка враховує випадковий характер змінення електроспоживання. Розподіл потужності між джерелами генерації визначається в залежності від характеру взаємовідносин в електроенергетиці або після оптимізації загальносистемних витрат на паливо на електростанціях чи за результатами торгів на ринку електроенергії. В результаті багаторазової сумісної реалізації в часі двох вказаних моделей статистичного моделювання визначаються показники надійності електричної мережі.

На сьогодні існує декілька варіантів проведення статистичного моделювання [82,83].

*Перший варіант:* реалізується схема, в якій одержується серія випадкових станів електричної мережі, причому кожний наступний стан хронологічно не зв'язаний з попереднім. За такої схеми на кожному кроці розраховуються значення випадкових змінних – стану елементів електричної мережі і по їх

сукупності одержують реалізацію стану всієї мережі. Процедура статистичного моделювання виконується при постійних значеннях споживання і генерації потужності в ЕЕС. Вихідними даними для моделювання процесу змінення станів електричної мережі є імовірності працездатності і непрацездатних станів елементів електричної мережі. Накопичувана в результаті серії розрахунків, інформація про значення показників надійності електричної мережі піддається статистичній обробці, а статистичне моделювання продовжується до одержання стійких оцінок.

Оскільки одержані показники надійності відповідають деякому незмінному рівню електроспоживання в підсистемі ЕЕС, тому для заключення щодо надійності електричної мережі на визначеному інтервалі часу, необхідно проводити статистичне моделювання для кожного інтервалу на річному графіку за тривалістю. Цей спосіб дозволяє відносно швидко одержати хорошу оцінку імовірності стану відмови електричної мережі і середнього значення недовідпущеної споживачам енергії. Разом з цим неможливо виконати оцінки частотних показників, зокрема частоти обмежень навантажень, оскільки кожна наступна реалізація системи електричної мережі ніяк не зв'язана з попередньою і хронологія процесу не враховується. Наближено частота обмеження навантаження оцінюється числом випадків обмеження навантаження.

*Другий варіант:* можлива схема імітаційного моделювання процесу функціонування електричної мережі в хронологічному порядку. При цьому розглядається випадковий процес змінення стану працездатності елементів електричної мережі разом з хронологічним змінням навантаження. Шляхом моделювання цих процесів на протязі розрахункового періоду одержують систематичну оцінку показників надійності електричної мережі. За рахунок повного врахування фактора часу стає можливим включати в модель функціонування мережі різні фактори, які змінюються в часі або ті, які залежать від поточного стану електричної мережі. В порівнянні з першою схемою статистичного моделювання це потребує спільно розрахункових витрат і вихідної

інформації, але дає більше можливостей для оцінки різних показників визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

Статистичне моделювання за другою схемою реалізується у вигляді послідовного або паралельного моделювання. Відмінності визначаються порядком моделювання процесу функціонування елементів і всієї електричної мережі в цілому. В паралельному моделюванні імітується процес відмови або відновлення кожного елементу електричної мережі окремо, а процес функціонування електричної мережі визначається за сукупністю таких реалізацій для кожного елемента. Цей підхід потребує фіксації результатів моделювання роботи кожного елемента, а також повинен передбачати процедуру їх об'єднання для одержання реалізації процесу функціонування всієї електричної мережі.

При послідовному моделюванні імітується процес зміни станів всієї електричної мережі. При такому підході потрібна велика кількість розрахунків на кожному кроці, оскільки перехід електричної мережі в новий стан визначається на кожному кроці по мінімальному значенні часу до зміни станів у кожного елемента. Але сумісний розгляд елементів електричної мережі в даному випадку дозволяє обробляти залежні відмови або враховувати інші взаємозв'язки між елементами.

Важливою складовою методів статистичного моделювання у будь-якій модифікації є задача одержання послідовності випадкових чисел, які використовують в серії випробувань для визначення стану електрообладнання електричної мережі або розрахунку часу його напрацювання до відмови або відновлення [169]. Якість послідовності суттєво впливає на якість результатів статистичного моделювання.

Основними перевагами методу статистичного моделювання є можливість повно враховувати особливості функціонування складних ЕЕС, в тому числі із залежними відмовами і довільними законами розподілу часу до відмови або відновлення, які можуть бути заданими як аналітично, так і у вигляді гістограм на основі ретроспективної статистичної інформації.

До недоліків методу статистичного моделювання можна віднести: частковий характер результату рішення, що відповідає заданим початковим умовам; велика залежність точності і числа випробувань від ступеню надійності елементів мережі, що має особливе значення при аналізі високонадійної електричної мережі.

Проведений аналіз методів і математичних моделей оцінки режимної надійності функціонування ЕЕС на основі визначення показників ризику імовірісно-статистичним моделюванням показав, що однією з найбільш важливіших задач є забезпечення високого рівня достовірності визначення відповідних показників.

При цьому найбільший вплив на рівень достовірності визначення кількісних оцінок режимної надійності мають показники надійності окремих елементів ЕЕС, зокрема імовірності їх відмови, що визначаються з математичних моделей відмов, які формуються на основі статистичних даних відмов та результатів оцінки технічного стану електрообладнання.

Встановлено, що один з суттєвих факторів який впливає на визначення достовірних кількісних оцінок є отримання математичних моделей, які формуються на основі статистичних даних відмови, реального технічного стану електрообладнання потребує використання комплексного підходу для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

Задачею статистичного моделювання в дисертаційній роботі є визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС на заданому інтервалі часу  $\Delta t$  при випадкових відмовах СТ (або КЗ), для виявлення яких організується обчислювальний процес з використанням методу Монте-Карло. На рис. 2.9 представлено схему статистичного моделювання підсистеми ЕЕС при випадкових відмовах СТ або зовнішніх КЗ.

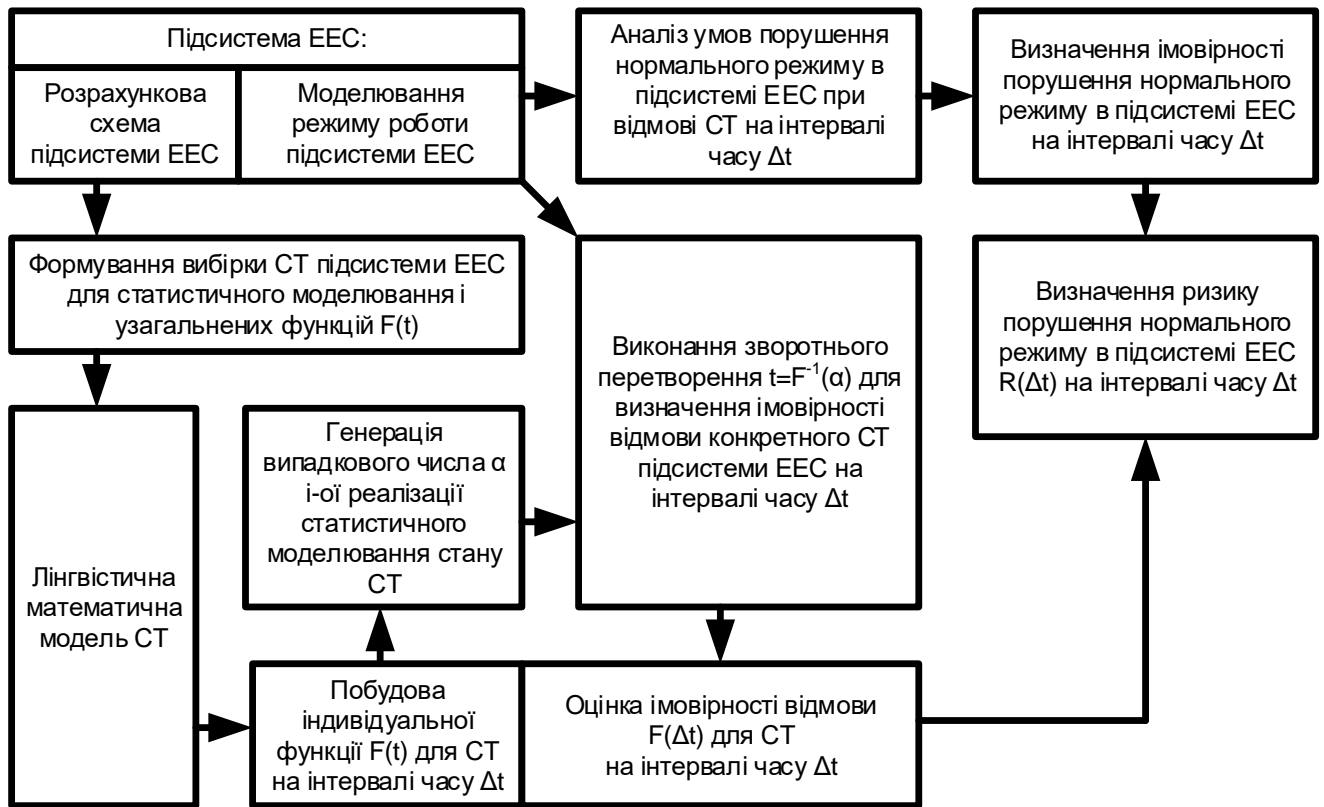


Рис. 2.9. Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах силових трансформаторів

Функціонування СТ на інтервалі  $\Delta t$  характеризується уточненою функцією розподілу ймовірності безвідмовної роботи  $F(t)$ . Час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається наступним чином: через генератор випадкових чисел вибираємо випадкове число  $\alpha$  від 0 до 1, піддаємо його зворотному перетворенню  $F^{-1}(\alpha)$  та знаходимо час  $\tau$ ; якщо  $t_1 \leq \tau \leq t_2$ , то приймаємо, що об'єкт відмовив на інтервалі  $\Delta t$ ; якщо  $\tau < t_1$  або  $\tau > t_2$ , то приймаємо, що об'єкт не відмовив на інтервалі  $\Delta t$ .

Якщо в даній реалізації статистичного моделювання можлива відмова декількох елементів, то вибираємо елемент, який має найменший час настання відмови  $\tau_{imin}$ . Відмова цього елемента розглядається як збурення при моделюванні режиму підсистеми ЕЕС. Аварійне збурення в підсистемі ЕЕС фіксуємо, якщо настання одна з наступних подій (в залежності від поставленої задачі): виникло перенавантаження одного або декількох елементів підсистеми; відбулося порушення стійкості ЕЕС; напруга у вузлах підсистеми має значення менше

допустимої за умовами технологічного процесу споживача; схемні умови знеструмлення споживача.

Нехай в процесі статистичного моделювання режиму підсистеми було виконано  $N$  реалізацій, в яких були зафіксовані наступні значення:  $n$  – число відмов СТ на інтервалі  $\Delta t$ , які наступили за  $\tau_{min}$ ;  $m$  – число порушень нормального режиму підсистеми ЕЕС, які викликані відмовами СТ;  $n_i$  – загальне число відмов  $i$  – го елемента;  $n_i(\tau)$  – число відмов  $i$  – го елемента, якщо він відмовив першим;  $m_i(\tau)$  – число порушень нормального режиму в підсистемі ЕЕС за умови відмови  $i$  – го елемента.

Тоді ймовірнісні характеристики підсистеми ЕЕС будуть мати наступний вигляд: ймовірність виникнення відмови СТ (враховуються відмови СТ, які настали першими на інтервалі  $\Delta t$ )  $P(S) = n / N$ ; ймовірність порушень нормального режиму в підсистемі ЕЕС внаслідок відмов СТ  $P(H) = m / n$ ; ймовірність відмови  $i$  – го елемента підсистеми ЕЕС на інтервалі  $\Delta t$   $P(S_i) = n_i / N$ ; ймовірність відмови  $i$  – го елемента у випадку прийняття його в якості збурення для підсистеми ЕЕС  $P(S_i / \tau_{min}) = n_i(\tau) / N$ ; ймовірність порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС за умови відмови  $i$  – го елемента на випадок прийняття його в якості збурення  $P(H / n_i(\tau)) = m_i(\tau) / n_i(\tau)$ .

Отримані ймовірнісні характеристики функціонування СТ і режиму підсистеми ЕЕС на інтервалі часу  $\Delta t$  дозволяють визначити ризики порушення нормального режиму підсистеми ЕЕС:  $R$  – ризик при відмові будь-якого елемента та різних сценаріїв аварійної ситуації підсистеми ЕЕС;  $R(S_j)$  – ризик при відмові конкретного  $i$  – го СТ і різних сценаріїв аварійних збурень;  $R_j$  – ризик при відмові будь-якого елемента та  $j$  – го сценарію аварійних збурень;  $R_j(S_j)$  – ризик при відмові  $i$  – го елемента та  $j$  – го сценарію порушення нормального режиму підсистеми ЕЕС. Якість одержуваних оцінок режимної надійності підсистеми ЕЕС може бути оцінена по звітним даним по роботі електричної мережі за минулий термін. Для одержання точних результатів статистичного моделювання важливим є наявність достовірних характеристик елементів електричної мережі, що можливо тільки при організації безперервного збору і аналізу статистичної інформації про аварійність елементів в електричній мережі. Дана обставина



суттєво впливає на можливість розвитку і застосування імовірнісних методів оцінки режимної надійності підсистеми ЕЕС.

Узагальнюючи можна констатувати, що в рамках імовірнісного підходу серед способів оцінки режимної надійності підсистеми ЕЕС, кожний має свої переваги, недоліки і область застосування.

## **Висновки по 2 розділу**

1. Аналіз виконаних досліджень показує, що наразі є істотні результати в області оцінки режимної надійності ЕЕС і обґрунтування заходів щодо її підвищення. Виявлено, що наявні напрацювання недостатньо враховують специфічні властивості сучасних ЕЕС, які обумовлені наявністю нових елементів і нових процедур реалізації схемно-режимних заходів, а також значним рівнем зношення силового і комутаційного електрообладнання ЕЕС.

2. Проаналізовано існуючі підходи до оцінки надійності функціонування ЕЕС. Встановлено, що підхід для оцінки режимної надійності на практиці ґрунтується на використанні критерію N-1, є детерміністичним, враховує регламентований набір появи імовірних ситуацій і не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС. Показано, що найбільш повну і об'єктивну оцінку режимної надійності ЕЕС можна отримати на основі використання імовірнісно-статистичного моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

3. Виконано аналіз методик формування математичних моделей імовірності відмови електрообладнання на основі статистичних даних по відмовах. Встановлено, що використання даних функцій розподілу імовірності відмови дозволяє отримати наближену оцінку імовірності відмови окремого електрообладнання, яка потребує корегування з урахуванням історії функціонування, загального рівня відновлення спрацьованого ресурсу після ремонту і інших факторів. Для визначення апостеріорної імовірності відмови силового трансформатора на інтервалі часу спостереження з урахуванням

працездатного та технічного стану до моменту спостереження побудована модель, що ґрунтується на використанні формули Байеса. На основі статистичних даних по відмовах силових трансформаторів сформовані функції розподілу імовірності відмови на інтервалі часу спостереження.

4. Запропонована методика комплексного моделювання технічного стану силових трансформаторів і режимів ЕЕС для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, яка на відміну від існуючих, полягає в поєднанні визначення імовірності відмови електрообладнання в умовах невизначеності інформації та зовнішніх збурень із статистичним моделюванням режимів підсистем ЕЕС, що дозволяє врахувати випадковість відмов електрообладнання, стохастичний характер режиму, можливий сценарій розвитку аварій, матеріальні і технічні наслідки.

### **РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ ГАЗІВ ТА РИЗИКУ ЙОГО ВІДМОВИ НА ІНТЕРВАЛІ ЧАСУ**

#### **3.1 Методи оцінки технічного стану та ідентифікації дефектів на основі результатів хроматографічного аналізу розчинених газів**

Найбільш інформативним видом ранньої діагностики маслonaповненого електрообладнання є ХАРГ [16, 20], який набув популярність і широко застосовується в міжнародній практиці саме як індикатор раннього виявлення та розвитку дефектів в елементах активної частини СТ. Ідентифікація стану елементів активної частини СТ із застосуванням ХАРГ проводиться опосередковано через оливу, яка виконує роль діагностичного середовища, де сконцентровані основні джерела інформації про силовий трансформатор.

В якості контрольованих параметрів (ознак дефекту) застосовуються абсолютні концентрації діагностичних газів  $C$  (% об або ppm), відносні швидкості їх змінення  $V_C$  (% міс), а також відношення пар концентрацій характерних газів. Існуюча висока розмірність випадкового вектора первинних параметрів ТС зумовлена потребами диференціації прогнозованих дефектів по типу і ступеню розвитку дефекту, що не сприяє високій достовірності одержуваних оцінок щодо наявності дефекту. Крім того оцінки по ХАРГ виявляються надзвичайно нестабільними до великої кількості експлуатаційних факторів. Об'єктивно існуюча необхідність посилити інваріантність методу до змінення експлуатаційних факторів та підвищити достовірність оцінок ТС електрообладнання створило умови для розвитку цілого ряду методик інтерпретації результатів ХАРГ, а саме методики МЕК 60599, Шлізінгера, Дорненбурга, трикутника Дюваля, SEGBV відношення по Роджерсу, IEEE [14]. На даний час в Україні діє методика [20]. Проведені численні дослідження в порівнянні достовірності інтерпретації

результатів ХАРГ із застосуванням зазначених методик, виконані в різних країнах [84-86], не виявили значних переваг серед зазначених методик.

У зв'язку з цим рекомендовано спільне застосування декількох методик для підвищення достовірності ідентифікації ТС силових трансформаторів за результатами ХАРГ.

Якісні зміни в діагностуванні ТС силових трансформаторів за результатами ХАРГ відбулися із застосуванням методів математичної статистики для обробки діагностичної інформації. Це дозволило успішно вирішувати багато принципово важливих завдань, зокрема, формування достовірного образу дефекта, визначає допустимих і гранично-допустимих значень концентрацій розчинених газів [87], виявлення і формалізація практичних за важливістю статистичних залежностей [88]. Незважаючи на зазначений прогрес, задачі прийняття рішень щодо експлуатації силових трансформаторів на основі ідентифікації станів, в тому числі за результатами ХАРГ, наразі актуальні і вимагають нових підходів до вирішення.

Один із продуктивних підходів базується на застосуванні Байєсівської теорії ідентифікації [89, 90] до формування вибірок результатів ХАРГ, за якими проводяться оцінки ТС СТ. Проблема опису множини розділення класів технічних станів СТ і синтезу вирішального правила (класифікатора) нерозривно пов'язана із формуванням простору інформативних ознак. Для підвищення інформативності та скорочення розмірності вхідного опису об'єкта випадковий вектор первинних параметрів перетвориться в вектор інформативних ознак меншої розмірності. Подібне перетворення виконують з використанням, наприклад, методу факторного аналізу [91, 92]. Скорочення розмірності простору ознак полегшує побудову класифікатора. Можливе застосування Байєсівського класифікатора на основі відношення правдоподібності, що спрощує візуалізацію межі розділення класів технічних станів і сприяє їх лінійному розділенні [93]. Процедура обчислення власних чисел і власних векторів коваріаційної матриці вектора первинних параметрів забезпечує виділення статистично значущих ознак і відкидання малозначущих ознак, що в ряді випадків дозволяє отримувати оцінки технічного стану з прийнятною для практики достовірністю ідентифікації [94].

Не дивлячись на статистичну адекватність і обчислювальну функціональність, зазначений підхід обмежений у застосуванні необхідністю оперування з полімодальними, багатовимірними розподілами компонент випадкового вектора ознак.

Існуюча особливість параметричного типу перетворення [95] ускладнює обчислювальну процедуру методу і практично виключає можливість лінійного розділення класів технічних станів СТ. У ряді випадків для відновлення невідомих щільностей розподілу по заданим статистичним даним використовують перетворення непараметрического типу (метод парзенівського вікна,  $k$  - найближчих сусідів, ін.) [95]. Найчастіше, очікувані переваги у вигляді спрощення розрахунків, підвищення точності визначення закону розподілу випадкового ознаки перевершують їх реальні значення і обмежують область ефективного застосування зазначеного виду перетворень. Вихід із ситуації бачиться в переході до застосування теорії нечітких множин.

Складність задачі оцінки ТС і ризику відмов визначається періодичністю виконуваних вимірювань і тим, що не завжди існуючі СТ оснащені відповідними системами моніторингу. Крім того, критеріальні значення параметрів ТС, що відділяють один стан СТ від іншого часто отримані на основі обмежених статистичних даних та суб'єктивної інформації ремонтного і експлуатаційного персоналу. Тому для розв'язання цих задач необхідна розробка математичних моделей на основі використання експертних оцінок та апарату теорії нечітких множин, які становлять основу бази знань відповідних прототипів експертних систем [78, 105, 128, 130].

### **3.2 Лінгвістична математична модель силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів**

Використання стандартних математичних методів на жорсткій алгоритмічній основі для розв'язання задачі оцінки ТС СТ та прийняття рішень щодо подальшої експлуатації може дати незадовільні результати. Це пов'язано зі складністю аналізованих об'єктів і тим, що при вирішенні поставлених задач доводиться оперувати великим обсягом вхідних даних не тільки числового формату, а й лінгвістичного, для

яких характерні невизначеність, неповнота і відсутність можливості формальної структуризації.

Для вирішення поставлених завдань необхідні методи, здатні реалізувати таку функцію людського інтелекту, як вибір оптимального рішення на основі раніше отриманого досвіду і раціонального аналізу всієї доступної інформації про об'єкт дослідження. Проведений аналіз існуючих поширених інтелектуальних систем [94-96] показав, що найбільший інтерес для вирішення поставлених в дисертаційній роботі задач представляють експертні системи, засновані на знаннях.

Побудова експертних систем із застосування методів нечіткої логіки [97, 98] обумовлено прикладним характером задачі оцінки ТС силових трансформаторів, коли необхідно оперувати не тільки чисельними даними, але і лінгвістичними, наприклад такими, як «стан СТ», представляючи собою процеси отримання нечітких висновків за допомогою нечітких умов або передумов про об'єкт дослідження на основі інформації про його поточний ТС. Класифікація ТС, їх кількість і уявлення можуть відрізнятися в залежності від призначення. Крім того, використання апарату нечітких множин дозволяє адекватно формалізувати знання експертів, які можуть бути неповними і / або суб'єктивними [98].

В свою чергу, виникає необхідність застосування методів оптимізації для налаштування параметрів нечітких моделей, що дозволяє шляхом об'єднання в навчальній вибірці експертних знань і аналітичних залежностей при оцінці ТС ідентифікувати неоднозначні стани (діагнози) СТ. Такий підхід дозволяє скористатися перевагами обох методів при вирішенні задачі оцінки ТС СТ.

Таким чином використання нечіткого логічного висновку для вирішення розглянутої задачі оцінки ТС СТ є досить обґрунтованим і актуальним.

В даний час найбільш поширені види нечіткого логічного висновку, створені Мамдані, Такагі-Сугено, Цукамото, і Ларсена [99, 100]. Згідно [101] для моделювання багатофакторних задач, до яких відноситься і задача оцінки ТС СТ, доцільно використовувати алгоритм Такагі-Сугено. Саме цей алгоритм дозволяє об'єднати в моделі експертні знання та аналітичні залежності при оцінці ТС СТ. Експертна складова забезпечує змістовну інтерпретацію моделі, а аналітичні залежності «входи -

вихід» роблять її компактною. Також загально визнано [101], що алгоритм Такагі-Сугено є універсальним аппроксиматором функцій, що при великій кількості вхідних параметрів також стає перевагою даного методу в порівнянні з іншими алгоритмами нечіткого логічного висновку.

Висновки лінгвістичних правил в нечіткому логічному висновку Такагі-Сугено представляються не у вигляді належності вихідної змінної до нечітких множин, а у формі функціональних залежностей

$$R^{(k)} : \text{якщо } (x_i \in D_i^k \text{ I } \dots \text{ I } x_N \in D_N^k), \text{ то } y = f^{(k)}(x_1, \dots, x_N),$$

де  $R^{(k)}$  - нечіткі правила, а  $k = 1, \dots, K$ , де  $K$  - кількість нечітких правил;  $D_j^{(k)}$  - нечіткі множини,  $D_i^k \in X_i \subset R, i = 1, \dots, N$ ;  $x_1, \dots, x_N$  - вхідні змінні;  $y$  - вихідна змінна, що представляє собою функцію вхідних змінних.

У логічному висновку Такагі-Сугено в якості заключного правила використовується лінійна функція від вхідних змінних

$$y_i(x) = p_{i0} + \sum_{j=1}^N p_{ij} \cdot x_j,$$

де  $N$  - кількість параметрів множини  $X$ ;  $p_{i0}, p_{i1}, \dots, p_{iN}$  - параметри полінома Такагі-Сугено [102].

Нечіткий логічний висновок формується на етапі оцінки ТС кожного елемента підоб'єкту. На вхід системи надходить вектор параметрів (будь-яких доступних)  $X = \{x_1, \dots, x_n\}$  аналізованого підоб'єкту, який визначається методом отримання  $Y = \{y_1, \dots, y_n\}$  (діагностика, випробування і т.п.). Формується база правил  $K = \{k_1, \dots, k_n\}$  системи нечіткого логічного висновку на основі нечітких правил продукції, описаних  $(R^{(k)} : \text{якщо } (x_i \in D_i^k \text{ I } \dots \text{ I } x_N \in D_N^k), \text{ то } y = f^{(k)}(x_1, \dots, x_N))$ . Згідно з розробленою технологією для кожної групи параметрів підбирається набір функцій належності  $\mu(X)$ . У відповідності до системи нечіткого виводу на основі алгоритму Такагі-Сугено мережа складається з 3 шарів [102]. На першому шарі виконується фазифікації вхідних параметрів обладнання - перетворення вхідних даних в нечіткі змінні з допомогою функцій належності для визначення відповідності вхідних даних термам лінгвістичних змінних. На другому шарі

здійснюється агрегування підумови, тобто визначення ступеня істинності умов для кожного правила в системі нечіткого виводу [103,104] - мінімізація значень всіх підумови. Визначається результуюче значення коефіцієнта належності  $w_i = D_j^{(k)}$ . Характеристичні функції  $\mu(X)$  визначають вагові коефіцієнти  $w$ . Також на цьому шарі визначається вихідна агрегована функція  $y(X)$ , що характеризує множину параметрів  $X$ . В ході дії алгоритму функція  $y(X)$  підлягає коригуванню за допомогою зміни вагових коефіцієнтів  $w$ , визначених на попередньому шарі. На третьому шарі виконується дефазифікація вихідних параметрів - перехід від функції належності вихідної лінгвістичної змінної до її чіткого (кількісного) значення. Підсумковий результат агрегується шляхом розрахунку середньозважених функцій  $y(X)$  з урахуванням множини вагових коефіцієнтів  $w_i$  у відповідності з виразом  $y(x) = f_1 / f_2 = \sum_{i=1}^N w_i \cdot y_i(x) / \sum_{i=1}^N w_i$ , в результаті чого і формується оцінка ТС елемента СТ.

Як вже зазначалось, на першому шарі системи нечіткого виводу на основі алгоритму Такагі-Сугено для кожної вхідної змінної задається діапазон значень за допомогою функції належності (фазифікації вхідних параметрів), котрі характеризують ступінь належності кожної змінної  $X$  до даних нечітких множин, таким чином, в даному випадку визначається функцією належності. Залежно від типу об'єкта, виду граничних значень (односторонній або двосторонній діапазон), методу діагностики, тощо, тип і кількість функцій належності можуть бути різними. Визначення оптимального виду і числа функцій належності є окремими задачами оцінки ТС СТ.

Центральним елементом системи діагностування ТС є база нечітких продукційних правил системи нечіткого логічного висновку, що відображає знання експертів про методи управління об'єктом в різних ситуаціях, характер його функціонування в різних умовах і т.п., тобто містить формалізовані людські знання.

Найпростіший варіант правила нечіткої продукції, який найбільш часто використовується в системах нечіткого логічного висновку, може бути записаний



в формі «Якщо"  $\beta_1 \in \alpha'$  ", тоді"  $\beta_2 \in \alpha'$  " », де нечітке висловлювання « $\beta_1 \in \alpha'$ » є умова даного правила нечіткої продукції, а нечітке висловлювання « $\beta_2 \in \alpha'$ » - нечітке закінчення даного правила. При цьому вважається, що  $\beta_1 \neq \beta_2$ .

Важливою задачею є визначення кількості функції належності (діапазонів значень), які найкращим чином характеризує даний параметр стану. Для цього необхідно виходити з постановки даної задачі і необхідної точності опису моделі в розглянутій задачі. У відповідності із зазначеними принципами побудови системи нечіткого логічного висновку розглянемо основні етапи формування лінгвістичної моделі СТ для оцінки ТС за результатами ХАРГ [2].

На рис.3.1 представлена розроблена в [105] ієрархічна структурна схема нечіткого логічного виводу про ТС і прийняття рішень щодо стратегії подальшої експлуатації силового масляного трансформатора. Оцінка ТС СТ виконується на множині значень вхідних нечітких лінгвістичних змінних  $x_i$  ( $i = \overline{1, n}$ ).

У випадку, якщо в результаті оцінки ТС в умовах неповної інформації про ТС СТ неможливо вірогідно оцінити його стан і зробити відповідний висновок про подальшу стратегію технічного обслуговування і ремонту, то повинні призначатися додаткові вимірювання (випробування) і для оцінки ТС залучатися нові вхідні параметри  $x_i$ , а для інтегральної оцінки ТС використовуватись додаткові часткові висновки щодо ТС силового масляного трансформатора [105].

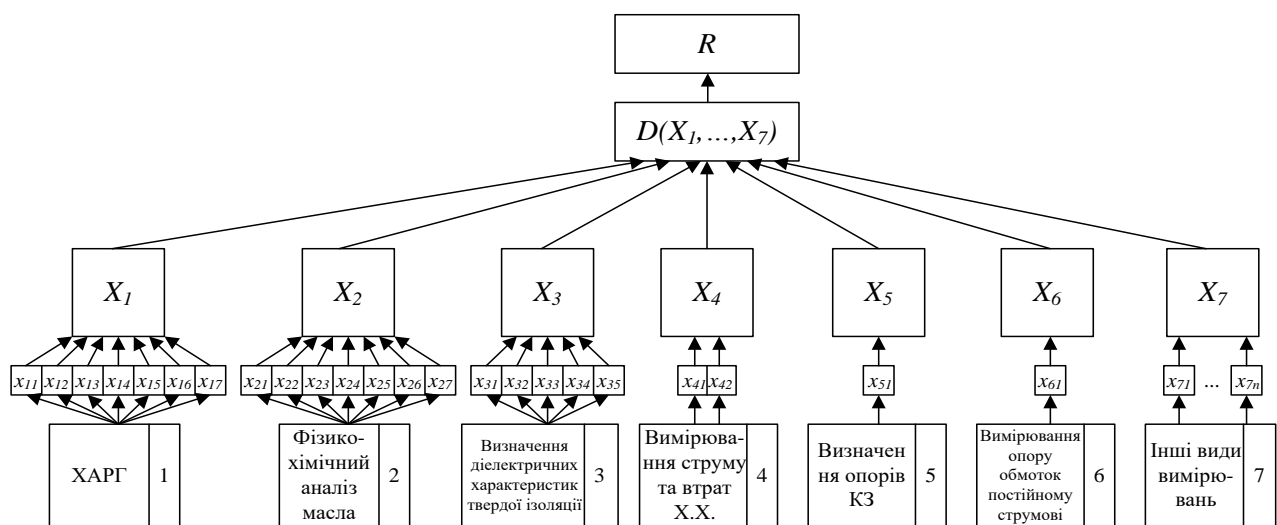


Рис.3.1. Ієрархічна структурна схема нечіткого логічного виводу про технічний стан масляного трансформатора

Інформація про ТС силового масляного трансформатора, яка згрупована за видами вимірювань і випробувань має наступну структуру математичної моделі за ХАРГ:  $x_{11}, \dots, x_{17}$  – концентрації водню ( $H_2$ ), метану ( $CH_4$ ), ацетилену ( $C_2H_2$ ), етилену ( $C_2H_4$ ), етану ( $C_2H_6$ ), оксиду вуглецю ( $CO$ ), діоксиду вуглецю ( $CO_2$ ) відповідно.

У відповідності з загальним алгоритмом діагностування ТС трансформаторів за результатами окремих видів випробувань і вимірювань на основі теорії нечітких множин реалізується за декілька етапів [105].

На першому етапі необхідно визначити можливий діапазон змінення контрольованих параметрів стану трансформатора й скласти базу знань з використанням нормативних і експертних даних, які були накопичені в процесі діагностування СТ протягом багатьох років, і звідси вивести систему нечітких логічних рівнянь щодо класу технічного стану. На другому етапі необхідно задати вид функцій належності нечітких термів для різних контрольованих параметрів, орієнтуючись на знання кваліфікованого персоналу по діагностиці ТС СТ. На третьому етапі необхідно зафіксувати значення вимірюваних параметрів ТС СТ  $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ . На четвертому етапі визначають функції належності нечітким термам при фіксованих значеннях вимірюваних параметрів  $x^*, i = \overline{1, n}$ . На п'ятому етапі для всіх класів ТС  $d_1, d_2, \dots, d_m$ , обчислюють значення багатопараметричних функцій належності  $\mu^{d_i}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$  при векторі стану  $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$  користуючись логічними рівняннями з бази знань. На шостому етапі визначають розв'язок  $d^*$ , для якого  $\mu^{d_j}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) = \max \left[ \mu^{d_j}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) \right], j = \overline{1, m}$ . Цьому розв'язку й буде відповідати шуканий клас ТС СТ із заданим вектором параметрів ТС  $X^*$ .

Найбільш об'єктивну оцінку результатів діагностування ТС на основі ХАРГ можна одержати при представленні норм і результатів аналізу у вигляді нечітких множин. Можливий діапазон змінення концентрацій кожного з характерних газів при цьому представляють нечіткою множиною, що складається з декількох нечітких підмножин. Функції належності концентрацій газів можуть бути представлені двома варіантами – у вигляді нечітких чисел та нечітких множин.

У відповідності до таблиць характерного складу газів [106], розчинених в маслі, для різних дефектів СТ, визначаємо терм-множини лінгвістичних змінних для концентрації характеристик газів : водень  $C_1 = \{L_1, M_1, B_1, VB_1\}$ ; метан  $C_2 = \{L_2, M_2, B_2, VB_2\}$ ; етан  $C_3 = \{L_3, M_3, B_3, VB_3\}$ ; етилен  $C_4 = \{L_4, M_4, B_4, VB_4\}$ ; ацетилен  $C_5 = \{L_5, M_5, B_5, VB_5\}$ ; окис вуглецю  $C_6 = \{L_6, M_6, B_6, VB_6\}$ ; двоокис вуглецю  $C_7 = \{L_7, M_7, B_7, VB_7\}$ .

Концентрація кожного  $i$ -го газу представляється у вигляді лінгвістичної змінної  $C_i$ , яка приймає лінгвістичні значення з терм-множинами:  $L_i$  – низьке значення параметру (нехарактерний газ);  $M_i$  – середнє значення параметру (малий вміст газу);  $B_i$  – значення параметру вище середнього (високий вміст газу);  $VB_i$  – значення параметру відповідає випадку, коли  $a_i > 1$  і характеризує (коли  $a_i = a_{imax}$  із усіх газів) те, що це основний газ. На рис.3.2 приведені базові форми функцій належності для  $C_i$  ( $i = \overline{1,7}$ ). Діагностичні критерії для цього випадку [20] представлені в табл. 3.1. Ідентифікація виду й характеру дефектів, які розвиваються, здійснюється з використанням критеріїв відношень концентрацій пар розчинених газів.

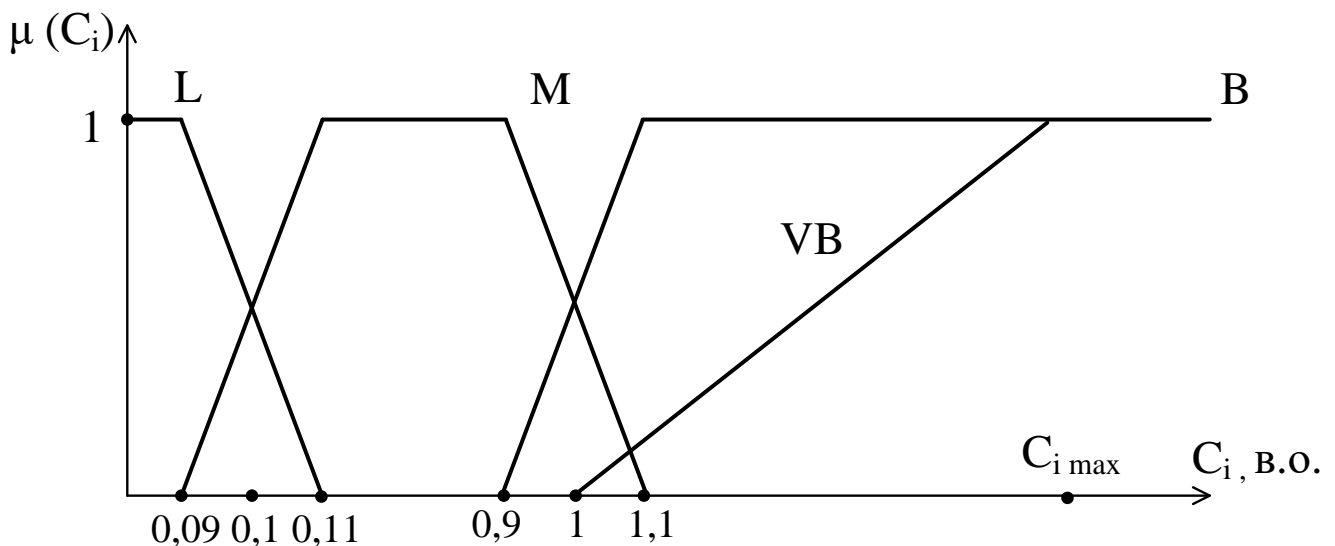


Рис.3.2. Функції належності для представлення терм-множин  $C_i$  у вигляді нечітких множин

## Діагностичні критерії для визначення дефектів по складу газів

Лінгвістична змінна газу	Склад газів									
	при електричному розряді						при нагріванні			
	дуговому		іскровому		частковому		до 300 °С вкл.		300 - 700°С	>700°С
	масло	папір і масло	масло	папір і масло	масло	папір і масло	масло	папір і масло	масло	масло
C <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	VB <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	M <sub>1</sub>
C <sub>2</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>2</sub> , M <sub>2</sub>	B <sub>2</sub> , M <sub>2</sub>
C <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	VB <sub>3</sub>	VB <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>3</sub>
C <sub>4</sub>	B <sub>4</sub>	B <sub>4</sub>	M <sub>4</sub>	M <sub>4</sub>	L <sub>4</sub>	L <sub>4</sub>	M <sub>4</sub>	M <sub>4</sub>	VB <sub>4</sub>	VB <sub>4</sub>
C <sub>5</sub>	VB <sub>5</sub>	VB <sub>5</sub>	VB <sub>5</sub>	VB <sub>5</sub>	M <sub>5</sub>	M <sub>5</sub>	-	-	L <sub>5</sub>	B <sub>5</sub> , M <sub>5</sub>
C <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>	B <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>	M <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>	M <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>	B <sub>6</sub> , M <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>	L <sub>6</sub>
C <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>	M <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>	M <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>	M <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>	VB <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>	L <sub>7</sub>
Терм-множини дефектів	D <sub>1</sub> <sup>(1)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(2)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(3)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(4)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(5)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(6)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(7)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(8)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(9)</sup>	D <sub>1</sub> <sup>(10)</sup>

Для побудови нечіткої моделі ідентифікації виду і характеру дефекту використаємо відповідні критерії, які були наведені в табл. 3.1. Визначимо лінгвістичні змінні відношень концентрацій пар газів  $C_i (i = \overline{8,12})$ , їх терм-множини і базові форми функцій належності:

$$C_8 = \{L_8, M_8, B_8\} \rightarrow C_2H_2/C_2H_4, \text{в.о.}; C_9 = \{L_9, M_9, B_9\} \rightarrow CH_4/H_2, \text{в.о.};$$

$$C_{10} = \{L_{10}, M_{10}, B_{10}\} \rightarrow C_2H_4/C_2H_6, \text{в.о.}; C_{11} = \{L_{11}, M_{11}, B_{11}\} \rightarrow CO_2/CO, \text{в.о.};$$

$$C_{12} = \{L_{12}, B_{12}\} \rightarrow CO, \text{ppm}.$$

На рис.3.3-3.7 приведені базові форми функцій належності для  $C_i (i = \overline{8,12})$ .

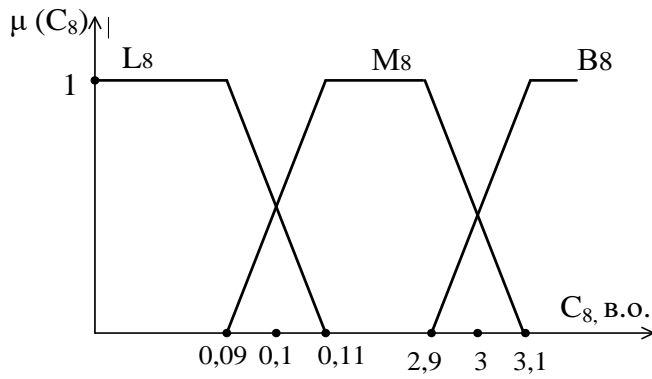


Рис.3.3. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_8$

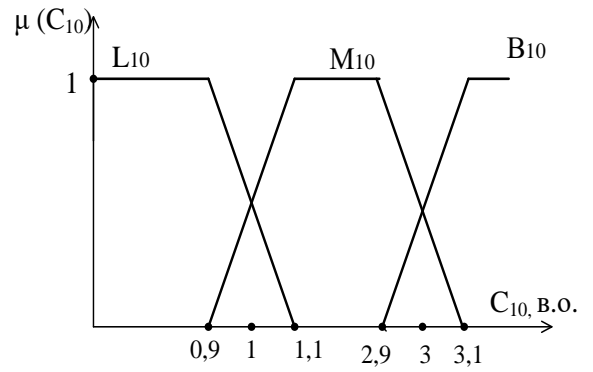


Рис.3.4. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{10}$

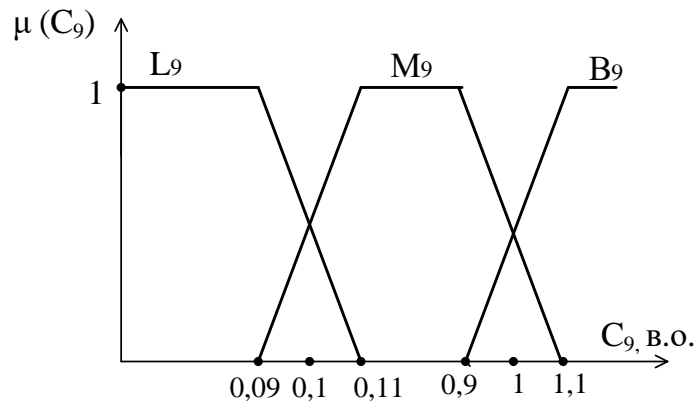


Рис.3.5. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_9$

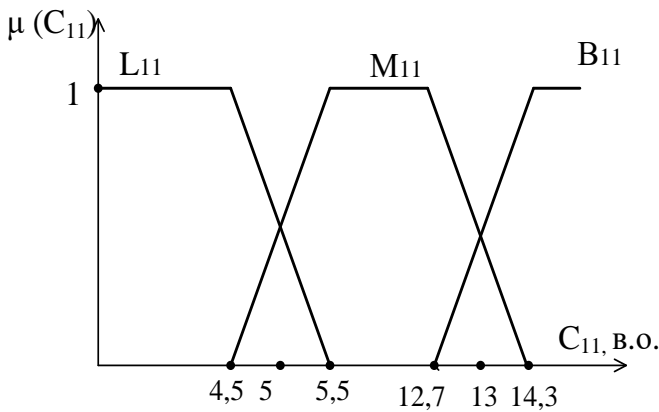


Рис.3.6. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{11}$

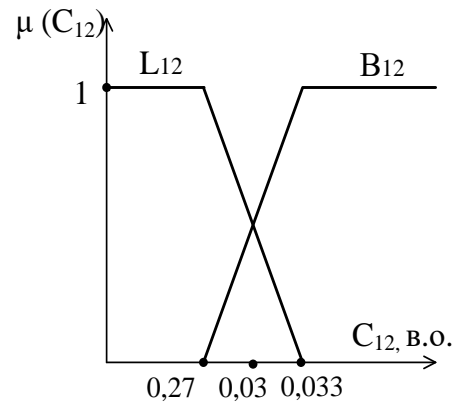


Рис.3.7. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{12}$

Перелік терм-множин лінгвістичних змінних відношень концентрацій пар газів і терм-множин дефектів для визначення та прогнозування виду і характеру дефекту наведено в табл. 3.2 - 3.4.

Таблиця 3.2

Діагностичні критерії та терм-множини для визначення характеру дефектів, що розвиваються в СТ

C <sub>8</sub>	C <sub>9</sub>	C <sub>10</sub>	Характер прогнозованого дефекту	Терм-множина дефектів
L <sub>8</sub>	M <sub>9</sub>	L <sub>10</sub>	Нормально	D <sub>1</sub> <sup>(3)</sup>
L <sub>8</sub>	L <sub>9</sub>	L <sub>10</sub>	ЧР з низькою щільністю енергії	D <sub>2</sub> <sup>(3)</sup>
M <sub>8</sub>	L <sub>9</sub>	L <sub>10</sub>	ЧР з високою щільністю енергії	D <sub>3</sub> <sup>(3)</sup>
M <sub>8</sub> , B <sub>8</sub>	M <sub>9</sub>	M <sub>10</sub> , B <sub>10</sub>	Розряди малої потужності	D <sub>4</sub> <sup>(3)</sup>
M <sub>8</sub>	M <sub>9</sub>	M <sub>10</sub>	Розряди великої потужності	D <sub>5</sub> <sup>(3)</sup>
L <sub>8</sub>	M <sub>9</sub>	M <sub>10</sub>	Термічний дефект низької температури (<150 °C)	D <sub>6</sub> <sup>(3)</sup>
L <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	L <sub>10</sub>	Термічний дефект у діапазоні низьких температур (150-300°C)	D <sub>7</sub> <sup>(3)</sup>
L <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	M <sub>10</sub>	Термічний дефект у діапазоні середніх температур (300-700°C)	D <sub>8</sub> <sup>(3)</sup>
L <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	B <sub>10</sub>	Термічний дефект високої температури (> 700°C)	D <sub>9</sub> <sup>(3)</sup>

Таблиця 3.3

Діагностичні критерії та терм-множини для прогнозування дефектів, що розвиваються в СТ

C <sub>8</sub>	C <sub>9</sub>	C <sub>12</sub>	Вид дефекту	Терм-множина дефектів
M <sub>8</sub> , B <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	-	Прогнозується "розряд"	D <sub>1</sub> <sup>(2)</sup>
L <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	L <sub>12</sub>	Прогнозується перегрів масла	D <sub>2</sub> <sup>(2)</sup>
L <sub>8</sub>	M <sub>9</sub> , B <sub>9</sub>	B <sub>12</sub>	Прогнозується перегрів твердої ізоляції	D <sub>3</sub> <sup>(2)</sup>
M <sub>8</sub> , B <sub>8</sub>	B <sub>9</sub>	-	Прогнозується "перегрів" і "розряд"	D <sub>4</sub> <sup>(2)</sup>
L <sub>9</sub>	L <sub>9</sub>	-		

Необхідно виконати умову, за якої необхідно врахувати тільки такі відношення пар газів, у яких концентрація хоча б одного з них була вища за граничну концентрацію.

По відношенню  $CO_2/CO$  додатково уточнюється характер дефектів (критерії наведено в табл. 3.4)

Критерії для уточнення характеру дефекту

$C_{11}$	Характер дефекту	Терм-множина дефектів
$M_{11}$	Нормальна робота	$D_1^{(4)}$
$L_{11}, B_{11}$	Ушкодження твердої ізоляції	$D_2^{(4)}$

Згідно із загальним алгоритмом, викладеним вище розв'язку задачі діагностування та відповідає той клас ТС (дефект)  $D_j^{(k)}$ , для якого функція належності має максимальне значення.

Відповідно до методики [106] першим визначається дефект по складу газів:

$\mu^{D_j^{(1)}} = \max(\mu^{D_j^{(1)}}), j = \overline{1, 10}$ . Далі визначається вид ушкодження, що розвивається у СТ  $\mu^{D_j^{(2)}} = \max(\mu^{D_j^{(2)}}), j = \overline{1, 4}$ . Характер дефектів, що розвиваються, у трансформаторі визначається  $\mu^{D_j^{(3)}} = \max(\mu^{D_j^{(3)}}), j = \overline{1, 9}$ . Додатково уточнюється характер дефектів  $\mu^{D_j^{(4)}} = \max(\mu^{D_j^{(4)}}), j = \overline{1, 2}$ .

Правила нечіткої бази знань для оцінки ТС СТ по характерним газам за результатами ХАРГ мають вигляд:

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=B_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=B_4)$  AND  $(C_5=VB_5)$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D=D_1^{(1)}$ ;

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=B_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=B_4)$  AND  $(C_5=VB_5)$  AND  $(C_6=B_6)$  AND  $(C_7=M_7)$ , THEN  $D = D_1^{(2)}$ ;

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=M_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=M_4)$  AND  $(C_5=VB_5)$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D = D_1^{(3)}$ ;

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=M_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=M_4)$  AND  $(C_5=VB_5)$  AND  $(C_6=M_6)$  AND  $(C_7=M_7)$ , THEN  $D = D_1^{(4)}$ ;

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=M_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=L_4)$  AND  $(C_5=M_5)$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D = D_1^{(5)}$ ;

IF  $(C_1=VB_1)$  AND  $(C_2=M_2)$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=L_4)$  AND  $(C_5=M_5)$  AND  $(C_6=M_6)$  AND  $(C_7=M_7)$ , THEN  $D = D_1^{(6)}$ ;

IF  $(C_1=L_1)$  AND  $(C_2= B_2)$  AND  $(C_3= VB_3)$  AND  $(C_4= M_4)$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D=D_1^{(7)}$ ;

IF  $(C_1=L_1)$  AND  $(C_2=B_2)$  AND  $(C_3=VB_3)$  AND  $(C_4=M_4)$  AND  $[(C_6=B_6)$  OR  $(C_6=M_6)]$  AND  $(C_7=VB_7)$ , THEN  $D=D_1^{(8)}$ ,

IF  $(C_1=M_1)$  AND  $[(C_2=B_2)$  OR  $(C_2=M_2)]$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=VB_4)$  AND  $(C_5=L_5)$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D=D_1^{(9)}$ ;

IF  $(C_1=M_1)$  AND  $[(C_2=B_2)$  OR  $(C_2=M_2)]$  AND  $(C_3=L_3)$  AND  $(C_4=VB_4)$  AND  $[(C_5=B_5)$  OR  $(C_5=M_5)]$  AND  $(C_6=L_6)$  AND  $(C_7=L_7)$ , THEN  $D = D_1^{(10)}$ .

Користуючись функціями належності, запишемо відповідні логічні рівняння:

$$\mu^{D_1^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^B(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^B(C_4) \wedge \mu^{VB}(C_5) \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7);$$

$$\mu^{D_2^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^B(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^B(C_4) \wedge \mu^{VB}(C_5) \wedge \mu^B(C_6) \wedge \mu^C(C_7);$$

$$\mu^{D_3^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^M(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^M(C_4) \wedge \mu^{VB}(C_5) \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7);$$

$$\mu^{D_4^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^M(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^M(C_4) \wedge \mu^{VB}(C_5) \wedge \mu^M(C_6) \wedge \mu^M(C_7);$$

$$\mu^{D_5^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^M(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^L(C_4) \wedge \mu^M(C_5) \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7);$$

$$\mu^{D_6^{(1)}} = \mu^{VB}(C_1) \wedge \mu^M(C_2) \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^L(C_4) \wedge \mu^M(C_5) \wedge \mu^M(C_6) \wedge \mu^M(C_7);$$

$$\mu^{D_7^{(1)}} = \mu^L(C_1) \wedge \mu^B(C_2) \wedge \mu^{VB}(C_3) \wedge \mu^M(C_4) \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7);$$

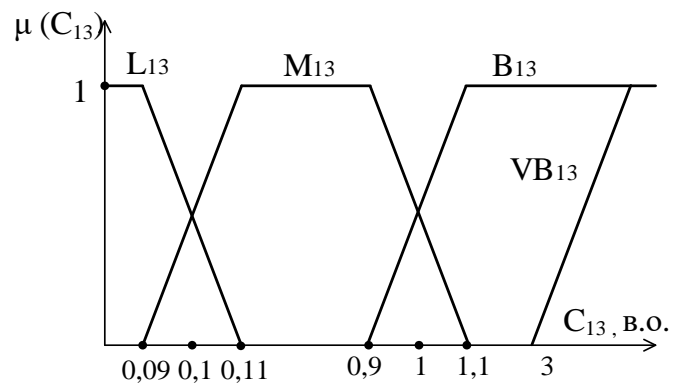
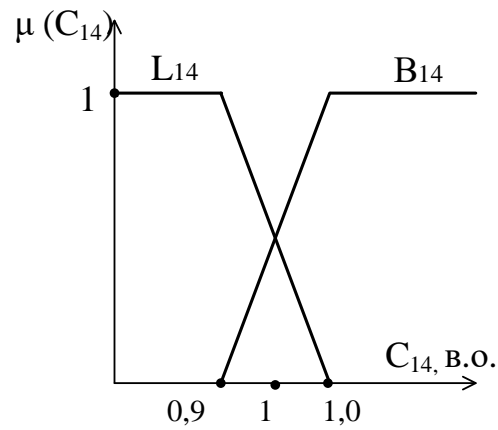
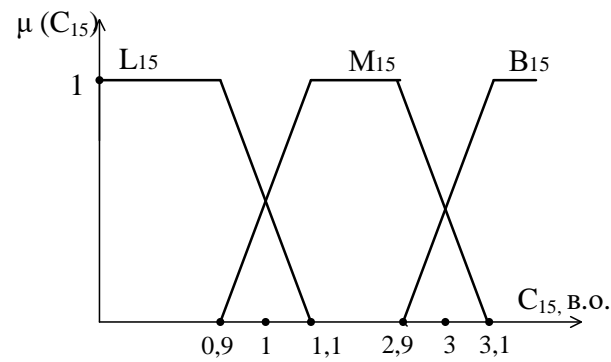
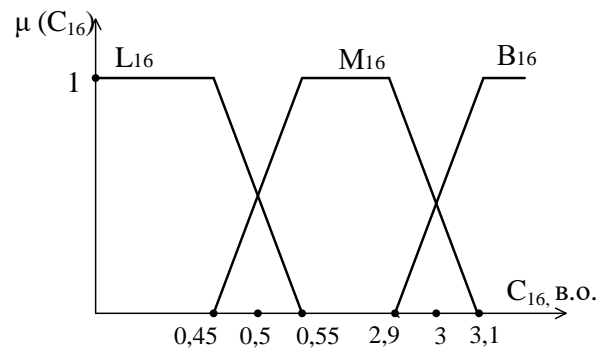
$$\mu^{D_8^{(1)}} = \mu^L(C_1) \wedge \mu^B(C_2) \wedge \mu^{VB}(C_3) \wedge \mu^M(C_4) \wedge [\mu^B(C_6) \vee \mu^M(C_6)] \wedge \mu^{VB}(C_7);$$

$$\mu^{D_9^{(1)}} = \mu^M(C_1) \wedge [\mu^B(C_2) \vee \mu^M(C_2)] \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^{VB}(C_4) \wedge \mu^L(C_5) \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7);$$

$$\mu^{D_{10}^{(1)}} = \mu^M(C_1) \wedge [\mu^B(C_2) \vee \mu^M(C_2)] \wedge \mu^L(C_3) \wedge \mu^{VB}(C_4) \wedge [\mu^B(C_5) \vee \mu^M(C_5)] \wedge \mu^L(C_6) \wedge \mu^L(C_7).$$

В деяких країнах для виявлення і уточнення дефектів з успіхом використовують тільки методику CEGB (відношення по Роджерсу), яка ґрунтується на залежності співвідношень концентрацій різних газів в маслі від його температури. Визначимо лінгвістичні змінні і їхні терм-множини:  $C_{13}=\{L_1, M_1, B_1, VB_1\} \rightarrow CH_4/H_2$  в.о.;  $C_{14}=\{L_2, B_2\} \rightarrow C_2H_6/CH_4$ , в.о.;  $C_{15}=\{L_3, M_3, B_3\} \rightarrow C_2H_4/C_2H_6$ , в.о.;  $C_{16}=\{L_4, M_4, B_4\} \rightarrow C_2H_2/C_2H_4$ , в.о. На рис.3.8-3.11 приведені базові форми функцій належності для  $C_i (i=\overline{13,16})$ . В табл. 3.5 представлені чотири відносні діагностичні критерії пошкоджень в трансформаторах, які складені на основі методики Роджерса.



Рис.3.8. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{13}$ Рис.3.9. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{14}$ Рис.3.10. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{15}$ Рис.3.11. Функції належності для лінгвістичної змінної  $C_{16}$

Таблиця 3.5

Характерні відношення газів для різних дефектів силових трансформаторів,  
що визначаються за методикою Роджерса

Відношення концентрацій газів				Передбачуваний діагноз
$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	
$>0,1$ , але $<1$	$< 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$	Норма
$\leq 0,1$	$< 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$	Часткові розряди
$\leq 0,1$	$< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 0,5$ , але $< 3$ або $\geq 3$	ЧР з перекриттям по поверхні
$>0,1$ , але $<1$	$< 1,0$	$\geq 3,0$	$\geq 3,0$	Тривалий вплив розрядів
$>0,1$ , але $<1$	$< 1,0$	$\geq 1$ , але $< 3$ , або $\geq 3$	$\geq 0,5$ , але $< 3$ або $\geq 3$	Тривала дія дуги
$>0,1$ , але $<1$	$< 1,0$	$< 1,0$	$\geq 0,5$ , але $< 3$	Короткочасна дуга
$>1$ , але $<3$ або $\geq 3$	$< 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$	Слабкий перегрів до $150^\circ\text{C}$
$>1$ , але $<3$ або $\geq 3$	$\geq 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$	Перегрів при $150$ - $200^\circ\text{C}$
$\geq 0,1$	$\geq 1,0$	$< 1,0$	$< 0,5$	Перегрів при $200$ - $300^\circ\text{C}$
$>0,1$ , але $<1$	$< 1,0$	$\geq 1$ , але $< 3$	$< 0,5$	Загальний перегрів проводів
$>1$ , але $<3$	$< 1,0$	$\geq 1$ , але $< 3$	$< 0,5$	Циркулюючі струми в обмотках
$>1$ , але $<3$	$< 1,0$	$\geq 3,0$	$< 0,5$	Циркулюючі струми в магнітопроводі, баці; місцеві перегриви.

На основі наведених вище даних сформовані діагностичні критерії передбачуваних дефектів силового трансформатора, які представлені в табл. 3.6.

## Діагностичні критерії передбачуваних дефектів силового трансформатора

Відношення концентрацій газів				Передбачуваний діагноз	Термножина дефектів
$C_{13}$	$C_{14}$	$C_{15}$	$C_{16}$		
$M_1$	$L_2$	$L_3$	$L_4$	Норма	$D_1^{(5)}$
$L_1$	$L_2$	$L_3$	$L_4$	Часткові розряди	$D_2^{(5)}$
$L_1$	$L_2$	$L_3$	$M_4, B_4$	ЧР. з перекриттям по поверхні	$D_3^{(5)}$
$M_1$	$L_2$	$B_3$	$B_4$	Тривалий вплив розрядів	$D_4^{(5)}$
$M_1$	$L_2$	$M_3, B_3$	$M_4, B_4$	Тривала дія дуги	$D_5^{(5)}$
$M_1$	$L_2$	$L_3$	$M_4$	Короткочасна дуга	$D_6^{(5)}$
$B_1, VB_1$	$L_2$	$L_3$	$L_4$	Слабкий перегрів до 150°C	$D_7^{(5)}$
$B_1, VB_1$	$VB_2$	$L_3$	$L_4$	Перегрів при 150-200°C	$D_8^{(5)}$
$M_1, B_1, VB_1$	$B_2$	$L_3$	$L_4$	Перегрів при 200-300°C	$D_9^{(5)}$
$M_1$	$L_2$	$M_3$	$L_4$	Загальний перегрів проводів	$D_{10}^{(5)}$
$B_1$	$L_2$	$M_3$	$L_4$	Циркулюючі струми в обмотках	$D_{11}^{(5)}$
$B_1$	$L_2$	$B_3$	$L_4$	Циркулюючі струми в магнітопроводі бака; місцеві перегрів	$D_{12}^{(5)}$

Правила нечіткої бази знань для оцінки ТС трансформатора за методикою

Роджерса мають вид:

IF ( $C_{13} = M_1$ ) AND ( $C_{14} = L_2$ ) AND ( $C_{15} = L_3$ ) AND ( $C_{16} = L_4$ ), THEN  $D = D_1^{(5)}$ ;

IF ( $C_{13} = L_1$ ) AND ( $C_{14} = L_2$ ) AND ( $C_{15} = L_3$ ) AND ( $C_{16} = L_4$ ), THEN  $D = D_2^{(5)}$ ;

IF ( $C_{13} = L_1$ ) AND ( $C_{14} = L_2$ ) AND ( $C_{15} = L_3$ ) AND [( $C_{16} = M_4$ ) OR ( $C_{16} = B_4$ )], THEN  $D = D_3^{(5)}$ ;

IF ( $C_{13} = M_1$ ) AND ( $C_{14} = L_2$ ) AND ( $C_{15} = B_3$ ) AND ( $C_{16} = B_4$ ), THEN  $D = D_4^{(5)}$ ;

IF ( $C_{13} = M_1$ ) AND ( $C_{14} = H_2$ ) AND [( $C_{15} = M_3$ ) OR ( $C_{15} = B_3$ )] AND [( $C_{16} = M_4$ ) OR ( $C_{16} = B_4$ )], THEN  $D = D_5^{(5)}$ ;

IF  $(C_{13} = M_1)$  AND  $(C_{14} = L_2)$  AND  $(C_{15} = L_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_6^{(5)}$ ;

IF  $[(C_{13} = B_1) \text{ OR } (C_{13} = VB_1)]$  AND  $(C_{14} = L_2)$  AND  $(C_{15} = L_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_7^{(5)}$ ;

IF  $[(C_{13} = B_1) \text{ OR } (C_{13} = VB_1)]$  AND  $(C_{14} = B_2)$  AND  $(C_{15} = L_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_8^{(5)}$ ;

IF  $[(C_{13} = M_1) \text{ OR } (C_{14} = B_1) \text{ OR } (C_{13} = VB_1)]$  AND  $(C_{14} = B_2)$  AND  $(C_{15} = L_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_9^{(5)}$ ;

IF  $(C_{13} = M_1)$  AND  $(C_{14} = L_2)$  AND  $(C_{15} = M_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_{10}^{(5)}$ ;

IF  $(C_{13} = B_1)$  AND  $(C_{14} = L_2)$  AND  $(C_{15} = M_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_{11}^{(5)}$ ;

IF  $(C_{13} = B_1)$  AND  $(C_{14} = L_2)$  AND  $(C_{15} = B_3)$  AND  $(C_{16} = L_4)$ , THEN  $D = D_{12}^{(5)}$ .

Використовуючи функції належності, запишемо цілогічні вирази у вигляді логічних рівнянь, замінюючи слово "AND" операцією " $\wedge$ ", а слово "OR" операцією " $\vee$ ":

$$\mu^{D_1^{(5)}} = \mu^M(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_2^{(5)}} = \mu^L(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_3^{(5)}} = \mu^L(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge [\mu^M(C_{16}) \vee \mu^B(C_{16})];$$

$$\mu^{D_4^{(5)}} = \mu^M(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^B(C_{15}) \wedge \mu^B(C_{16});$$

$$\mu^{D_5^{(5)}} = \mu^M(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge [\mu^M(C_{15}) \vee \mu^B(C_{15})] \wedge [\mu^M(C_{16}) \vee \mu^B(C_{16})];$$

$$\mu^{D_6^{(5)}} = \mu^M(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^M(C_{16});$$

$$\mu^{D_7^{(5)}} = [\mu^B(C_{13}) \vee \mu^{B'}(C_{13})] \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_8^{(5)}} = [\mu^B(C_{13}) \vee \mu^{B'}(C_{13})] \wedge \mu^B(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_9^{(5)}} = [\mu^M(C_{13}) \vee \mu^B(C_{13}) \vee \mu^{B'}(C_{13})] \wedge \mu^B(C_{14}) \wedge \mu^L(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_{10}^{(5)}} = \mu^M(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^M(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_{11}^{(5)}} = \mu^B(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^M(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16});$$

$$\mu^{D_{12}^{(5)}} = \mu^B(C_{13}) \wedge \mu^L(C_{14}) \wedge \mu^B(C_{15}) \wedge \mu^L(C_{16}).$$

Розв'язку задачі діагностування ТС відповідає той діагноз  $D_j^{(5)}$ , що має максимальне значення функції належності:  $\mu^{D_j^{(5)}} = \max(\mu^{D_j^{(5)}}), j = \overline{1, 12}$ .

Жоден з існуючих методів інтерпретації не дозволяє оцінити дефекти, тому для ідентифікації дефектів використовуємо одночасно декілька методів. Тестова вибірка містила більше 20 протоколів вимірювань ХАРГ, за якими критерій граничних концентрацій прогнозував наявність дефекту, що розвивається в СТ. Описані випадки оцінки ТС СТ за результатами ХАРГ представлені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7

Тестова вибірка СТ з прогнозованими по ХАРГ дефектами, що розвиваються [20]

№ п/п	Найменування об'єкта	Дата проведення ХАРГ	Значення концентрації газу, що перевищує граничну, % об	Характер дефекта	Дата проведення наступного ХАРГ	Значення концентрації газу, що перевищує граничну, % об	Характер дефекта
1	2Т, ПС: Північна, тип:ТДТН-40000/110	05.06.97	C2H4=0,01045 C2H2=0,00236	Термічний характер	13.08.97	відсутні	Дефект невизначено
2	3Т, ПС: Північна, тип:ТДТН-40000/110	15.06.01	C2H2=0,00125	Термічний характер	15.11.01	C2H2=0,00105	Термічний характер
3	1Т, ПС: Ірпінь, тип:ТРДН-40000 /110	31.03.03	H2=0,0838	Електричний характер	01.04.03	відсутні	Дефект невизначено
4	2Т, ПС: Ірпінь, тип:ТРДН-40000/110	01.10.02	C2H2=0,00261	Термічний характер	29.10.02	відсутні	Дефект невизначено
5	2Т, ПС: Тарасівка, тип:ТДТН-40000/110	01.07.96	C2H4=0,01079	Термічний характер	27.08.96	C2H4=0,0203	Термічний характер
6	2Т, ПС: Бориспіль, тип:ТДТН-25000/110	05.03.03	C2H2=0,00112	Термічний характер	21.07.03	C2H2=0,00102	Термічний характер
7	1Т, ПС: Ромашка, тип:ТДТН-16000/110	01.10.02	C2H4=0,01057	Термічний характер	29.10.02	C2H4=0,01034	Термічний характер
8	2Т, ПС: Селекційна, тип:ТМН-10000	25.12.95	C2H2=0,00131	Термічний характер	19.03.96	C2H2=0,00108	Електричний характер
9	1Т, ПС: Вишгород, тип:ТДТН-25000/110	11.11.03	H2=0,01603	Електричний характер	26.11.03	H2=0,01428	Електричний характер
10	2Т, ПС: Вишгород, тип:ТДТН-25000/110	29.03.00	CH4=0,08051 C2H4=0,3384 C2H6=0,1842 C2H2=0,0058 CO=0,13	Термічний характер	19.04.00	CH4=0,07966 C2H4=0,3497 C2H6=0,1925	Термічний характер

Продовж. таблиці 3.7

№ п/п	Найменування об'єкта	Дата проведення ХАРГ	Значення концентрації газу, що перевищує граничну, % об	Характер дефекта	Дата проведення наступного ХАРГ	Значення концентрації газу, що перевищує граничну, % об	Характер дефекта
11	1Т, ПС: Обухів, тип: ТДТН-25000/110	20.12.95	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01776 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,00125	Термічний характер	20.03.96	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01847 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,00118	Термічний характер
12	2Т, ПС: Обухів, тип: ТДТН-25000/110	06.03.03	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01292	Термічний характер	22.07.03	відсутні	Дефект невизначено
13	1Т, ПС: Кока-Кола, тип: ТДТН-16000/110	25.12.95	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01354	Термічний характер	20.03.96	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01009	Термічний характер
14	2Т, ПС: Кока-Кола, тип: ТДТН-16000/110	11.07.00	H <sub>2</sub> =0,10176	Електричний характер	27.09.00	H <sub>2</sub> =0,04888	Електричний характер
15	1Т, ПС: Рось, тип: ТДТН-40000/110	15.03.95	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,00156	Термічний характер	25.04.95	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,00256	Термічний характер
16	2Т, ПС: Рось, тип: ТДТН-40000/110	21.07.03	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01339	Термічний характер	02.09.03	відсутні	Дефект невизначено
17	1Т, ПС: Жуляни, тип: ТРДН-40000/110	13.06.01	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01131	Термічний характер	15.11.01	відсутні	Дефект невизначено
18	2Т, ПС: Жуляни, тип: ТРДН-40000/110	16.06.00	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01101	Термічний характер	11.09.00	відсутні	Дефект невизначено
19	1Т, ПС: Демидів, тип: ТДТН-25000/110	02.12.97	H <sub>2</sub> =0,01221 C <sub>H</sub> 4=0,02649 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,09154 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> =0,01184 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,00167	Термічний характер	25.03.98	C <sub>H</sub> 4=0,01981 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,08977 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> =0,01253 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =0,0016	Термічний характер
20	2Т, ПС: Сквир, тип: ТДТН-16000/110	27.04.02	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =0,01293	Термічний характер	09.09.02	відсутні	Дефект невизначено

На основі цих результатів були дані рекомендації для СТ щодо прискореного контролю з повторним відбором проб оливи на ХАРГ в скорочені терміни. За підсумками повторного відбору проб оливи на ХАРГ в 10 протоколах початковий діагноз не був підтверджений, тобто дефекту не виявлено. В інших протоколах початковий діагноз підтвердився, виявлені ознаки розвитку дефекту та рекомендовано подальше спостереження за технічним станом СТ із застосуванням інших методів діагностичного контролю. Наведені приклади піддавалися аналізу за описаною вище

методикою із застосуванням удосконаленої моделі СТ за результатами ХАРГ. У всіх зазначених випадках діагноз, поставлений за зазначеними критеріями після повторного ХАРГ підтвердився відразу за результатами первинного аналізу. Всі розрахунки за вказаними прикладів виконані із застосуванням розробленого автором спеціалізованого програмного забезпечення, призначеного для задач моніторингу СТ, докладніше приведені у Додатку А.

Підтвердження працездатності запропонованої в розділі 3.2 нечіткої моделі оцінки ТС СТ і оцінка достовірності розроблених на його основі практичних критеріїв виконувалися із застосуванням навчальної (1340 протоколів ХАРГ) і тестової (455 протоколів ХАРГ) вибірок досліджуваної групи силових трансформаторів 110 кВ. Особливий інтерес представляли результати ХАРГ, супроводжувані протоколами ремонтів СТ. Розрахунки характерних прикладів із застосуванням удосконаленої лінгвістичної моделі оцінки ТС СТ за результатами ХАРГ підтверджені результатами перевірочних розрахунків за базовими методиками, що підтверджує обґрунтованість вирішальних правил удосконаленої лінгвістичної математичної моделі оцінки ТС СТ за результатами ХАРГ.

### **3.3 Параметрична ідентифікація лінгвістичної моделі силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів**

Запропоновані в дисертаційній роботі математичні моделі СТ потребують перевірки адекватності одержуваних за їх допомогою результатів, а, отже, достовірності прийняття рішень щодо ідентифікації експлуатаційних станів СТ. При використанні статистичного підходу подібна перевірка проводиться розрахунковим шляхом, на основі навчальних і особливо тестових вибірок даних [107]. При цьому достовірність моделі (або критерію) оцінюється ймовірністю збігу одержуваних за її допомогою рішень із фактами, котрі мали місце в дійсності та були підтверджені експериментально. У всіх практичних випадках становить інтерес можливість порівняння інтерпретації результатів, отриманих за розробленими моделями, з іншими

відомими рішеннями, наприклад, отриманими на основі нормативних методик (порівняння з еталоном) [110].

Для кожного параметра, що описує стан аналізованого об'єкта, також важливо визначити вид функції належності [101], який найкращим чином характеризує даний параметр. Всі методи побудови функцій належності умовно можна розділити на два види: прямі і непрямі. До прямих методів можна віднести метод статистичної обробки експертної інформації [101], недоліком якого є його орієнтація на переважно суб'єктивну інформацію про процес і / або явище і обов'язковому прийнятті припущень при перетворенні даної інформації в ступені належності нечітких множин. Слід зазначити, що експертна інформація має статус первинної, що передбачає подальшу обробку, в тому числі з урахуванням додаткових умов, які можуть накладатися як на вигляд одержуваної інформації, так і на процедури її обробки. Найбільш поширеним серед непрямих є метод парних порівнянь, в результаті застосування якого формується матриця парних порівнянь [108], основним недоліком якого є складність виконання порівнянь в випадку оцінювання великого числа варіантів. Крім методу парних порівнянь в ряді випадків представляє інтерес метод ідентифікації функцій належності на базі визначення по експериментальним даним нечітких моделей типу «входи - вихід». Такий метод дозволяє вирішити задачу формалізації вихідної інформації, хоча висуває підвищені вимоги до навчальної вибірки і моделі типу «вхід-вихід» [108,109].

В окрему групу можна виділити методи визначення функцій належності за допомогою кластеризації. Більшість існуючих алгоритмів кластеризації не вимагає прийняття припущень, властивих, наприклад, статистичним методам.

Завдання кластеризації полягає у визначенні природного розбиття даних на класи незалежно від суб'єктивного судження експерта. Найважливішою особливістю методів кластеризації є їх використання в умовах відсутності будь-якої інформації про закони розподілу даних [109]. Слід зазначити, що кластеризація може бути виконана для об'єктів як з якісними, так і кількісними або навіть змішаними ознаками. Наприклад, в задачі оцінки ТС СТ нечітка кластеризація допускає, що стан будь-якого діагностованого об'єкта, що досліджується одночасно належить всім кластерам (діагнозами), але з різним ступенем належності. Якщо діагностований об'єкт



описується однією ознакою, то функція належності нечіткого кластера повинна відповідати функції належності нечіткої множини. За умовами нормальності і опуклості визначені нечіткі множини підлягають апроксимації параметричними функціями належності [97].

У табл. 3.8 представлені певні результати деяких систем, розроблених для діагностики СТ на основі результатів ХАРГ. Кількісні показники точності діагностики представлених систем відображають необхідність застосування методів, що дозволяють мінімізувати похибку оцінки ТС СТ [111–118]. Недоліки згаданих методів полягають у тому, що параметри функції належності повинні визначатися відповідно до практичного досвіду чи експертних оцінок, умов експлуатації, що не завжди враховується при нечіткому моделюванні. Неточності, пов'язані з вимірюваннями ХАРГ, що можуть впливати на відношення газів, розбіжності концентрацій та інші розрахунки.

Таблиця 3.8

Отримані результати для деяких систем діагностики дефектів СТ

Обсяг вибірки, шт.	Точність діагностики розроблених систем, (%)	Посилання
711	90,3 – навчальна вибірка 93,81 – тестова вибірка	[111]
210	95,72 – навчальна вибірка 95,34 – тестова вибірка	[112]
711	96,2	[113]
33	90,91 – метод Дорненбурга 93,94 – метод ІЕС/ІЕЕЕ	[114]
820	90,49 – навчальна вибірка 93,54 – тестова вибірка	[115]

Аналіз результатів табл.3.8 показує, що виникає необхідність вдосконалення нечіткої моделі оцінки ТС СТ шляхом налаштування параметрів функцій належності та вагових коефіцієнтів лінгвістичних правил на основі використання експлуатаційних даних, отриманих на діючих СТ.

*Адаптація нечітких моделей ТС СТ до реальної експлуатації.* Критеріальні значення параметрів, що використовуються в нечіткій моделі, є статистично середніми

для великого набору експлуатованих СТ. Реальні режими роботи кожного конкретного СТ можуть відрізнятись. Це вимагає адаптації нечітких моделей до реальних умов роботи шляхом налаштування параметрів моделі.

Для налаштування параметрів нечіткої моделі потрібна оптимізація критеріальних значень на сформованій навчальній вибірці. Репрезентативність (структурованість) навчальної вибірки також впливає на результати роботи системи нечіткого логічного висновку [119, 120], тому необхідно виконати попередній аналіз навчальної вибірки.

Формування навчальної вибірки для будь-якої задачі, в тому числі і задачі оцінки ТС СТ, зводиться до оптимізації цієї вибірки [121,122]. Оптимальна навчальна вибірка повинна володіти трьома основними властивостями: бути достатньою, тобто число навчальних прикладів має бути достатнім для навчання; бути різноманітною, тобто мати велике число різноманітних комбінацій вхід-вихід із врахуванням того, що всі класи характерні для вихідної множини будуть представлені; бути рівномірною, тобто приклади повинні бути представлені приблизно в однакових пропорціях.

Розглянемо задачу формування навчальної вибірки, використовуючи діагностичні дані про ТС СТ. В цьому випадку навчальна вибірка - це сукупність даних, отриманих в ході експлуатації СТ за участю експертів для постановки діагнозів.

Для будь-якого виду обладнання застосовується три варіанти формування навчальної вибірки [122]:

1. У разі відсутності достатньої ретроспективної інформації у вигляді діагностичних даних про даний об'єкт (неповна і недостовірна інформація) навчальна вибірка формується на основі діагностичних даних по аналогічним об'єктам співмірної потужності та однотипної конструкції.

2. За наявності діагностичних даних про даний об'єкт (неповна достовірна інформація) навчальна вибірка формується на основі наявних діагностичних даних з використанням діагностичних даних по аналогічних об'єктам співмірної потужності та однотипної конструкції.

3. Якщо інформація представляється не діагностичними даними, а даними вимірювань без постановки діагнозів, наприклад з датчиків (вібрації, газовмісту і вмісту

вологи в маслі і т.п.) без алгоритмів контролю параметрів (повна недостовірність інформації), то таку інформацію необхідно попередньо перевірити на наявність «викидів».

Реально інформація, отримана з різних вимірювальних приладів, часто супроводжується «викидами» – результатами вимірювань, які різко виділяються серед усієї сукупності і тому не можливо сформувати теоретичний нормальний розподіл. Природа таких викидів може бути будь-яка - неточність приладів, неправильний спосіб вимірювання і т.п. Спостерігаються односторонні і двосторонні відхилення, відповідно в меншу і більшу сторони [123].

Кількість даних у вибірці заздалегідь невідомо, так як залежно від об'єкта вона може варіюватися від десятків до сотень, тому аналіз впливу даних навчальної вибірки на результат роботи системи нечіткого логічного висновку виконувався на основі декількох найбільш часто використовуваних критеріїв [124].

При виконанні дисертаційної роботи проводилось дослідження оцінки впливу кожного з вищезазначених критеріїв на результат роботи системи нечіткого логічного висновку. Для проведення зазначеного аналізу навчальної вибірки були обрані 78 результатів ХАРГ, отриманих з датчика газомісту в оливі силових трансформаторів потужністю 40 МВА і напругою 110 кВ, причому бралися до уваги наступні показники: кількість викидів в залежності від критерію; число пар випадків у вибірці після виключення викидів (навчальна вибірка); число елементів в тестовій вибірці; помилки навчання і тестування.

В якості тестової вибірки взято 40 результатів ХАРГ, отриманих на СТ потужністю 40 МВА напругою 110 кВ. Крім перерахованих критеріїв розглядалася також первинна (початкова) вибірка вихідних значень.

Результати проведеного аналізу впливу кожного з вищезазначених критеріїв на результат роботи системи нечіткого логічного висновку зведено в табл. 3.9. Аналіз впливу різних критеріїв на оцінку ТС СТ за результатами ХАРГ показує, що кращі результати при налаштуванні системи (найменша помилка навчання) і при перевірці на тестовій вибірці спостерігаються при використанні критерію Романовського. Найгірші

результати, як і очікувалося, спостерігаються при використанні вихідної вибірки без застосування будь-яких критеріїв, що ще раз підтверджує необхідність попередньої роботи з діагностичними даними перед використанням в системі оцінки ТС СТ за результатами ХАРГ.

Таблиця 3.9

Вплив різних критеріїв на результат роботи системи нечіткого логічного висновка

№ п/п	Найменування критерію	Кількість викидів, шт.	Кількість пар у вибірці після виключення викидів, шт.	Кількість пар у тестовій вибірці, шт.	Помилка роботи системи логічного висновка на навчальній вибірці, %	Помилка роботи системи логічного висновка на тестовій вибірці, %
1	Романовського	12	66	40	0,000054	0,88
2	Ірвіна	1	77	40	0,055653	1,54
3	Колмогорова-Смірнова	7	71	40	0,003711	0,99
4	Критерій "3 $\delta$ "	7	71	40	0,003812	1,01
5	Вихідна вибірка	0	78	40	0,057641	2,35

На основі аналізу впливу різних критеріїв на результати роботи системи нечіткого логічного висновку було виявлено найбільшу кількість «помилкових» вимірювань в навчальній вибірці при використанні критерію Романовського. Тому, незважаючи на найменші помилки тестування і навчання при розрахунку, даний критерій не є оптимальним. Виключення «помилкових» вимірювань і аналіз отриманої навчальної вибірки показав, що вона не задовольняє вимогам рівномірності та презентативності вибірки.

Критерії Колмогорова-Смірнова і «3 $\delta$ » дають задовільні результати із значно меншими помилками навчання і тестування системи нечіткого логічного висновку в порівнянні з іншими. Аналіз навчальних вибірок, отриманих після виключення «помилкових» вимірювань, наведений для обох критеріїв, виявив, що тільки за умови використання критерію «3 $\delta$ » вибірка задовольняє всім трьом вимогам - презентативності, рівномірності і несуперечності. Відповідно з вищезазначеним, для подальших розрахунків приймався

критерій «Зδ». Слід прийняти до уваги, що властивість рівномірності характеризує рівномірність розподілу даних в навчальній вибірці за діагнозами, властивість суперечливості - кількість однакових об'єктів, що належать до різних класів, а властивість презентативності є не тільки критерієм наявності достатнього числа даних по кожному з діагнозів, але і критерієм відсутності повторюваних даних.

Результати проведеного аналізу щодо формування навчальної вибірки показують, що не можна використовувати в якості критерію найкращого рішення тільки помилки тестування і навчання нечіткого логічного висновку. Додатково необхідно проаналізувати, які саме результати ХАРГ система розпізнає як «помилкові» і чи задовольняє отримана вибірка (після виключення «викидів») всім перерахованим вимогам.

Видалення даних після обробки навчальної вибірки виконується тільки для даних третього типу, які відносяться до класу «повна недостовірна інформація», так як ця інформація є сукупністю даних, які не мають конкретного діагнозу (висновку) по кожному набору даних. Два інших типи інформації не потребують перевірки на наявність викидів, так як умовно приймається, що ця інформація вже оброблена експертами і викиди вже були видалені раніше, а кожному набору даних присвоєні свої діагнози.

Представлений принцип формування навчальної вибірки можна застосовувати для будь-якої доступної інформації про об'єкт, що аналізується, зокрема щодо СТ.

Налаштування нечіткої моделі полягає в знаходженні таких параметрів, які мінімізують відхилення між бажаною і дійсною поведінкою моделі. Нехай нечітка модель оцінки ТС СТ  $y=f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  представлена у вигляді  $y=F(X, B, C, W)$ , де  $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$  – вхідний вектор нечіткої моделі;  $B=(b_1, b_2, \dots, b_q)$  – вектор параметрів функцій належності нечіткої моделі;  $C=(c_1, c_2, \dots, c_q)$  – вектор параметрів нечітких термів з бази знань нечіткої моделі;  $W=(w_1, w_2, \dots, w_n)$  – вектор вагових коефіцієнтів нечітких правил нечіткої моделі;  $N$  – загальна кількість нечітких правил в базі знань нечіткої моделі;  $q$  – загальна кількість термів нечіткої моделі;  $F$  – оператор зв'язку «вхід-вихід» нечіткої моделі. Задача налаштування нечіткої моделі виконується оптимізацією вектора [101]

$$R = \sqrt{\frac{1}{M} \cdot \sum_{r=1, M} [y^r - F(X^r, B, C, W)]^2} \rightarrow \min.$$

Вважається, що параметри функцій належності повинні підбиратися таким чином, щоб зберегти лінійну упорядкованість термів.

Під час навчання нечіткої моделі було скореговано 36 параметрів удосконаленої математичної моделі, а саме: 12 коефіцієнтів функцій належності терм-множин вхідних лінгвістичних змінних " $C_2H_2/C_2H_4$ ", " $CH_4/H_2$ ", " $C_2H_4/C_2H_6$ ". Щоб оцінити запропонований метод було використано 825 зразків результатів ХАРГ, які були зареєстровані в енергосистемі України. Ці зразки ХАРГ включали 50 силових трансформаторів з різними потужностями, рівнями напруги, умовами експлуатації, віком та історією завантаження та тощо, що працюють по всій Україні. Параметрична ідентифікація оптимальних значень функцій належності (рис.3.12) була виконана в програмному забезпеченні Optimization Toolbox MatLab за допомогою методу нелінійної оптимізації [98,101,102].

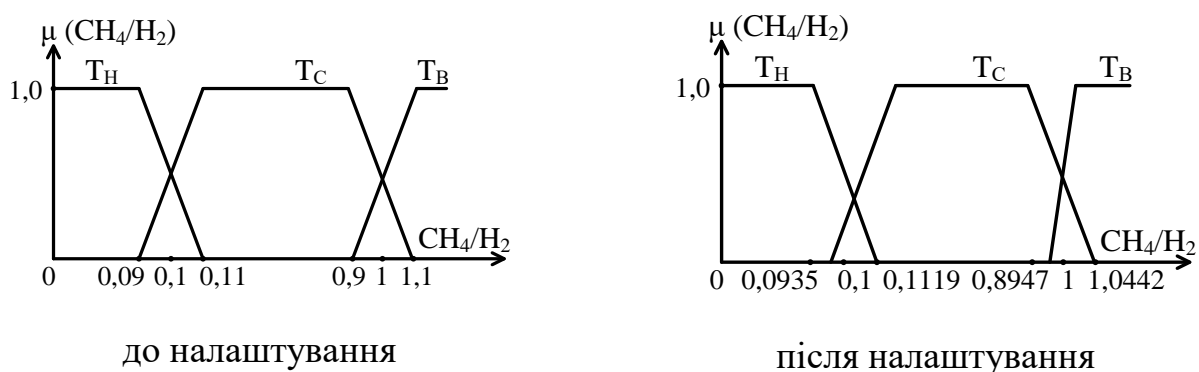


Рис. 3.12 Функції належності до термів при представленні лінгвістичної змінної  $CH_4/H_2$  до та після налаштування параметрів лінгвістичної моделі СТ

Окремі результати налаштування параметрів лінгвістичної моделі оцінки ТС СТ за результатами ХАРГ та вигляд базових функцій належності та функцій належності після налаштування на навчальній вибірці приведені в Додатку Б.

Отримані результати параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності підтверджують ефективність застосування методу нечіткої оптимізації. Середня квадратична похибка ідентифікації моделі на контрольній вибірці  $R$  становить  $1,6986 \cdot 10^{-6}$ .

За допомогою методу нелінійної оптимізації було перевірено 5 можливих видів функцій належності для оцінки достовірності ідентифікації дефектів СТ. Результати порівняльного аналізу для кожного з варіантів представлені в табл.3.10.

Результати порівняльного аналізу функцій належності лінгвістичної моделі  
СТ для оцінки ТС за результатами ХАРГ

Найменування вхідних даних та результатів порівняльного аналізу	Значення вхідних даних та результатів порівняльного аналізу для оцінки ТС СТ: електричний характер дефекту				
Тип функції належності	Трапецієвидна	Трикутна	Гауссова	Пі- подібна	S- подібна
Кількість пар у навчальній вибірці	44	44	44	44	44
Кількість пар у тестовій вибірці	40	40	40	40	40
Середня похибка навчання, %	0,047	0,251	0,353	0,117	0,094
Середня похибка тестування, %	1,4	4,1	7,0	5,2	3,7
Кількість помилок 1- го роду («хибний дефект»)	1	3	4	3	2
Кількість помилок 2- го роду («наявність дефекту не ідентифіковано»)	0	0	2	1	1
Найменування вхідних даних	Значення вхідних даних та результатів порівняльного аналізу для оцінки ТС СТ: термічний характер дефекту				
Тип функції належності	Трапецієвидна	Трикутна	Гауссова	Пі- подібна	S- подібна
Кількість пар у навчальній вибірці	44	44	44	44	44
Кількість пар у тестовій вибірці	40	40	40	40	40
Середня похибка навчання, %	0,017	0,297	0,451	0,149	0,074
Середня похибка тестування, %	1,7	5,1	6,9	4,1	3,4
Кількість помилок 1- го роду («хибний дефект»)	1	2	3	2	2
Кількість помилок 2- го роду («наявність дефекту не ідентифіковано»)	0	0	1	2	0

Окрім цього важливо оцінити не тільки кількість помилок, а виявити серед них помилки 1-го і 2-го роду. Це пов'язано з тим, що вхідні значення параметра характеризуються певним рівнем неточності на граничних областях, і одні і ті ж значення можуть відповідати як одному, так і іншому технічному стану. Помилка 1-го роду призводить до додаткових обсягів попереджувальних робіт, а помилка 2-го роду тягне за собою витрати, які включають не тільки аварійний ремонт, але і зношення у СТ і т.п. Аналіз помилок 1-го і 2-го роду на тестовій вибірці з 40 пар (при аналізі електричного і термічного дефектів) також підтвердив ефективність використання трапецієвидних функцій належності, при цьому виявлена помилка лінгвістичного моделювання СТ відноситься до помилок 1-го роду ( «хибний дефект »). Проведений порівняльний аналіз характеризує систему як досить достовірну, і близько 1% помилок у визначенні технічного стану СТ в даному випадку можна вважати прийнятним результатом.

Порівняння результатів оцінки ТС за лінгвістичною моделю з реально виявленим дефектом обґрунтовує високу ефективність та точність результатів ідентифікації запропонованої моделі СТ після налаштування наведених у Додатку Б. Порівняння результатів діагностування традиційної методики та запропонованої моделі СТ для оцінки ТС представлено в табл. 3.11. Запропонована модель СТ дозволяє достовірно та надійно оцінювати ТС в умовах невизначеності та неповноти інформації. Система нечіткого логічного висновку типу Сугено має перевагу, оскільки її можна інтегрувати з методами оптимізації, щоб система нечіткого логічного висновку могла адаптуватися до індивідуального трансформатора на індивідуальній основі.

Таблиця 3.11

Порівняння діагностичної точності між нечіткою моделю СТ та традиційним методами

Тестова вибірка	Точність діагностування за ІЕС стандарт 60599 [17], (%)	Точність діагностування за удосконаленою моделю СТ, (%)
1	79,00	97,12
2	77,20	97,02

Додатково було проведено оцінку достовірності ідентифікації експлуатаційних станів СТ номінальною напругою 110 кВ ЗАТ «А.Е.С.Київобленерго» із застосуванням удосконалених математичних моделей СТ і варіантів їх коригування з урахуванням



впливу експлуатаційних факторів. Сформована вибірка для перевірки застосовності критерію для виявлення дефекту, що розвивається в СТ на тестовій вибірці обсягом 455 записів, що включає протоколи вимірювань ХАРГ СТ номінальною напругою 110 кВ ЗАТ «А.Е.С.Київобленерго» за 2009 і 2010 роки, показала високу вірогідність ідентифікації, похибка становила  $R_1 = 1,67\%$  та  $R_2 = 2,17\%$  відповідно.

### **Висновки по 3 розділу**

1. Удосконалено лінгвістичну модель оцінки технічного стану силових трансформаторів за результатами ХАРГ для однотипних силових трансформаторів, що забезпечує високу достовірність розпізнавання (до 97%) як факту наявності або відсутності дефекту, так і його види, що розширює можливості базових методичних вказівок з діагностики дефектів, що розвиваються в СТ.

2. Визначено вплив повноти та достовірності навчальної вибірки, а також типу і форми функцій належності на достовірність результату оцінки технічного стану силових трансформаторів. На основі представленого аналізу визначені критерії достовірності підсумкового результату розробленої системи нечіткого логічного висновку: помилки тестування і навчання, а також якісний аналіз помилок.

3. Проаналізовано механізм налаштування параметрів лінгвістичної моделі оцінки технічного стану силових трансформаторів з метою адаптації математичної моделі до реального об'єкту. Запропонований метод налаштування параметрів функцій належності лінгвістичних змінних на основі методу нелінійної оптимізації і методика його застосування дозволяє коригувати положення границь розділу класів станів силових трансформаторів в залежності від таких важливих експлуатаційних факторів як електричне навантаження і термін служби, що підвищує диференціальні властивості методу.

4. Достовірність удосконалених моделей оцінки технічного стану в СТ і критеріїв прийняття рішень базується на строгих положеннях теорії ймовірностей і нечітких множин. Верифікація моделей і методики оцінки технічного стану силових трансформаторів 110 кВ електростанцій і електричних мереж підтверджує досить високу їх достовірність і ефективність застосування для підвищення надійності експлуатації силових трансформаторів.

## РОЗДІЛ 4 ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ВІДМОВИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА НАЯВНОСТІ ДЕФЕКТУ І ПРИ ЗОВНІШНЬОМУ КОРОТКОМУ ЗАМИКАННІ В ЕЕС

### 4.1 Лінгвістична модель силового трансформатора для оцінки ризику відмови при наявності дефекту за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів

Оцінка ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС та можливого при цьому ризику зниження надійності електропостачання споживачів потребує побудови адекватних математичних моделей відмов електрообладнання і підсистем ЕЕС, для чого необхідно наявність достовірних статистичних даних по відмовам окремих елементів, що можливо лише при організації безперервного збору і аналізу статистичних даних по аварійності в енергосистемі [78,125,126]. Особливої уваги заслуговують питання оцінки ймовірності відмов електрообладнання зі значним терміном експлуатації за наявності дефекту.

Вважаючи, що поява деякого дефекту, спричинення ним в процесі розвитку відмови є випадковими подіями, імовірності появи дефекту в обладнанні за термін  $t$  і розвитку його у відмову на інтервалі часу  $(t, t+\Delta t)$  в [127] описуються функціями розподілу  $F_d(t)$  і  $F_{dv}(t)$  відповідно, які традиційно в теорії надійності використовують в спрощеному варіанті у вигляді експоненціальних функцій

$$F_d(t) = 1 - e^{-t/T_{di}}, \quad F_{dv}(\Delta t) = 1 - e^{-\Delta t/T_{dvi}},$$

де  $T_{di}$  - напрацювання об'єкта на дефект,  $T_{dvi}$  - параметр, що характеризує швидкість розвитку дефекту до відмови. Функції розподілу  $F_d(t)$  і  $F_{dv}(t)$ , а також параметри  $T_{di}$  і  $T_{dvi}$  можуть бути визначені як на основі ретроспективних даних так і за результатами обробки експертної інформації [78, 127].

Разом з цим, практика експлуатації електрообладнання ЕЕС показує, що існує тільки обмежена статистична інформація для визначення параметрів вищезазначених функцій розподілу, оскільки дефекти визначеного виду, які виникають в процесі експлуатації не завжди виявляються, а реєстрація і обробка даних по дефектам, які виявляються при ремонтах насьогодні не є достатньо систематизованою.

Найбільш ефективним підходом для визначення виду, характеру і ступеню розвитку дефекту та ризику відмови об'єкта є підхід, що ґрунтується на використанні у відповідних моделях відмов результатів діагностування ТС на основі як періодичних планових та позапланових аналізів і випробувань так і безперервного контролю ТС [128,129]. Розглянемо застосування даного підходу для оцінки ризику відмов за наявності дефекту на прикладі СТ.

Практика експлуатації показує, що у більшості СТ розвиток відмови є поступовим, що дозволяє виявляти і відслідковувати розвиток дефекту в системі технічного обслуговування СТ [105]. Задача оцінки ризику відмови СТ вирішується в два етапи: на першому етапі на основі зафіксованих поточних даних ТС і "історії життя" СТ здійснюється ідентифікація виду і місця розташування дефекту; на другому етапі на основі аналізу даних щодо ступеню розвитку і рівня небезпеки виявленого дефекту оцінюється ризик відмови СТ. При цьому важливим є визначення діагностичних ознак за якими визначається ризик відмови СТ. Аналогічно методиці побудови лінгвістичної математичної моделі описаної в підрозділі 3.2 сформована структура лінгвістичної математичної моделі силового трансформатора для оцінки ризику відмови при наявності дефекту за результатами ХАРГ [3]. Найбільш інформативними ознаками для кількісної оцінки ризику відмови СТ за наявності дефекту, що визначається на основі результатів ХАРГ є рівні концентрації газів  $C_i$ , розчинених в трансформаторному маслі, і зміни відносної швидкості їх зростання  $V_{Ci}$ .

Ієрархія факторів впливу параметрів СТ на інтегральний показник ризику відмови СТ за наявності дефекту  $R_{TP}$  представлена на рис.4.1. Множини вершин факторів ризику  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  відповідають впливу зміни окремих параметрів ТС:

концентрації розчинених газів  $R_{Ci}=(F_{C1},...,F_{Cn})$  та відносної швидкості їх зміни  $R_{V_{Ci}}=(F_{V_{C1}},...,F_{V_{Cn}})$ , які визначаються за результатами ХАРГ.

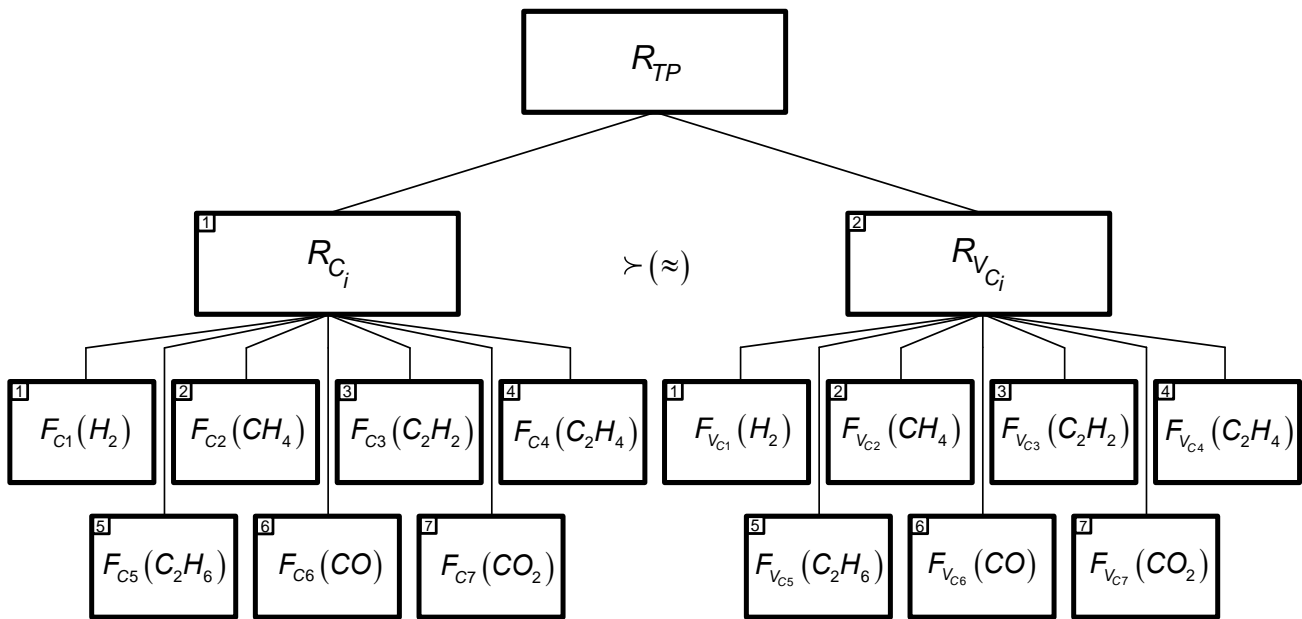


Рис. 4.1. Ієрархія факторів впливу параметрів СТ на інтегральний показник ризику відмови СТ за наявності дефекту

В Додатку Г приведені функції належності для лінгвістичних змінних  $C_i$  і  $V_{C_i}$ :

$$C_i = \{T_{C_i}^{ДН}, T_{C_i}^H, T_{C_i}^C, T_{C_i}^B, T_{C_i}^{ДВ}\}, V_{C_i} = \{T_{V_{C_i}}^{ДН}, T_{V_{C_i}}^H, T_{V_{C_i}}^C, T_{V_{C_i}}^B, T_{V_{C_i}}^{ДВ}\},$$

де  $T_{C_i}^{ДН}, T_{V_{C_i}}^{ДН}; T_{C_i}^H, T_{V_{C_i}}^H; T_{C_i}^C, T_{V_{C_i}}^C; T_{C_i}^B, T_{V_{C_i}}^B; T_{C_i}^{ДВ}, T_{V_{C_i}}^{ДВ}$  – дуже низьке, низьке, середнє, високе, дуже високе значення концентрацій газів  $C_i$  та їх відносної швидкості зростання  $V_{C_i}$  відповідно.

В табл.4.1-4.2 наведено класифікацію поточних значень концентрацій газів  $C_i$ , відносної швидкості зростання  $V_{C_i}$  та рівнів факторів ризику відмов СТ внаслідок зміни  $C_i$  та  $V_{C_i}$  як критерій розбиття повної множини їх значень на нечіткі множини.

Таблиця 4.1

Матриця для оцінки складового фактора «Рівень фактора розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі»

Позначення	Терм-множини лінгвістичної змінної $F_{Ci}$				
	Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
	$\mu_1^{ДН}$	$\mu_2^Н$	$\mu_3^С$	$\mu_4^В$	$\mu_5^{ДВ}$
$F_{C_1}(H_2)$	$T_{F_{C_1}(H_2)}^{ДН}$	$T_{F_{C_1}(H_2)}^Н$	$T_{F_{C_1}(H_2)}^С$	$T_{F_{C_1}(H_2)}^В$	$T_{F_{C_1}(H_2)}^{ДВ}$
$F_{C_2}(CH_4)$	$T_{F_{C_2}(CH_4)}^{ДН}$	$T_{F_{C_2}(CH_4)}^Н$	$T_{F_{C_2}(CH_4)}^С$	$T_{F_{C_2}(CH_4)}^В$	$T_{F_{C_2}(CH_4)}^{ДВ}$
$F_{C_3}(C_2H_2)$	$T_{F_{C_3}(C_2H_2)}^{ДН}$	$T_{F_{C_3}(C_2H_2)}^Н$	$T_{F_{C_3}(C_2H_2)}^С$	$T_{F_{C_3}(C_2H_2)}^В$	$T_{F_{C_3}(C_2H_2)}^{ДВ}$
$F_{C_4}(C_2H_4)$	$T_{F_{C_4}(C_2H_4)}^{ДН}$	$T_{F_{C_4}(C_2H_4)}^Н$	$T_{F_{C_4}(C_2H_4)}^С$	$T_{F_{C_4}(C_2H_4)}^В$	$T_{F_{C_4}(C_2H_4)}^{ДВ}$
$F_{C_5}(C_2H_6)$	$T_{F_{C_5}(C_2H_6)}^{ДН}$	$T_{F_{C_5}(C_2H_6)}^Н$	$T_{F_{C_5}(C_2H_6)}^С$	$T_{F_{C_5}(C_2H_6)}^В$	$T_{F_{C_5}(C_2H_6)}^{ДВ}$
$F_{C_6}(CO)$	$T_{F_{C_6}(CO)}^{ДН}$	$T_{F_{C_6}(CO)}^Н$	$T_{F_{C_6}(CO)}^С$	$T_{F_{C_6}(CO)}^В$	$T_{F_{C_6}(CO)}^{ДВ}$
$F_{C_7}(CO_2)$	$T_{F_{C_7}(CO_2)}^{ДН}$	$T_{F_{C_7}(CO_2)}^Н$	$T_{F_{C_7}(CO_2)}^С$	$T_{F_{C_7}(CO_2)}^В$	$T_{F_{C_7}(CO_2)}^{ДВ}$
Терм-множини змінної $R_{Ci}$	$T_{R_{Ci}}^{ДН}$	$T_{R_{Ci}}^Н$	$T_{R_{Ci}}^С$	$T_{R_{Ci}}^В$	$T_{R_{Ci}}^{ДВ}$

Таблиця 4.2

Матриця для оцінки складового фактора «Рівень фактора швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі»

Позначення	Терм-множини лінгвістичної змінної $F_{VCi}$				
	Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
	$\mu_1^{ДН}$	$\mu_2^Н$	$\mu_3^С$	$\mu_4^В$	$\mu_5^{ДВ}$
$F_{VC_1}(H_2)$	$T_{F_{VC_1}(H_2)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_1}(H_2)}^Н$	$T_{F_{VC_1}(H_2)}^С$	$T_{F_{VC_1}(H_2)}^В$	$T_{F_{VC_1}(H_2)}^{ДВ}$
$F_{VC_2}(CH_4)$	$T_{F_{VC_2}(CH_4)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_2}(CH_4)}^Н$	$T_{F_{VC_2}(CH_4)}^С$	$T_{F_{VC_2}(CH_4)}^В$	$T_{F_{VC_2}(CH_4)}^{ДВ}$
$F_{VC_3}(C_2H_2)$	$T_{F_{VC_3}(C_2H_2)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_3}(C_2H_2)}^Н$	$T_{F_{VC_3}(C_2H_2)}^С$	$T_{F_{VC_3}(C_2H_2)}^В$	$T_{F_{VC_3}(C_2H_2)}^{ДВ}$
$F_{VC_4}(C_2H_4)$	$T_{F_{VC_4}(C_2H_4)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_4}(C_2H_4)}^Н$	$T_{F_{VC_4}(C_2H_4)}^С$	$T_{F_{VC_4}(C_2H_4)}^В$	$T_{F_{VC_4}(C_2H_4)}^{ДВ}$
$F_{VC_5}(C_2H_6)$	$T_{F_{VC_5}(C_2H_6)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_5}(C_2H_6)}^Н$	$T_{F_{VC_5}(C_2H_6)}^С$	$T_{F_{VC_5}(C_2H_6)}^В$	$T_{F_{VC_5}(C_2H_6)}^{ДВ}$
$F_{VC_6}(CO)$	$T_{F_{VC_6}(CO)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_6}(CO)}^Н$	$T_{F_{VC_6}(CO)}^С$	$T_{F_{VC_6}(CO)}^В$	$T_{F_{VC_6}(CO)}^{ДВ}$
$F_{VC_7}(CO_2)$	$T_{F_{VC_7}(CO_2)}^{ДН}$	$T_{F_{VC_7}(CO_2)}^Н$	$T_{F_{VC_7}(CO_2)}^С$	$T_{F_{VC_7}(CO_2)}^В$	$T_{F_{VC_7}(CO_2)}^{ДВ}$
Терм-множини змінної $R_{VCi}$	$T_{R_{VCi}}^{ДН}$	$T_{R_{VCi}}^Н$	$T_{R_{VCi}}^С$	$T_{R_{VCi}}^В$	$T_{R_{VCi}}^{ДВ}$

Математична модель для визначення ризику відмови СТ за наявності дефекту, що ґрунтується у відповідності із ієрархічною структурною схемою на агрегуванні кількісних даних з усіх рівнів ієрархії має вигляд

$$R_{TP} = \{G, M, B\},$$

де  $G$  – ієрархія впливу змінення параметрів СТ  $C_i$  і  $V_{Ci}$ , та рівнів факторів ризику відмов  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  за рахунок змінення концентрації газів  $C_i$  та швидкості  $V_{Ci}$ ;  $B$  – кількісні або якісні оцінки параметрів  $C_i$  і  $V_{Ci}$ ,  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  в ієрархії  $G$ ;  
 $M = \{C_i(\varphi)C_j, V_{C_i}(\varphi)V_{C_j}, R_{C_i}(\varphi)R_{C_j}, R_{V_{C_i}}(\varphi)R_{V_{C_j}} \mid \varphi \in (\succ, \approx)\}$  – система відношень переваг щодо впливу на інтегральний показник  $R_{TP}$  одних параметрів над іншими на одному рівні ієрархії [131], де  $\succ$  – відношення строгої переваги,  $\approx$  – відношення байдужості.

Кількісна оцінка ризику відмови СТ здійснюється шляхом агрегування даних, які одержані для кожного рівня ієрархії (рис.4.1) із застосуванням OWA – оператора Ягера [132]. В Додатку Г для лінгвістичних змінних  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  та  $R_{TP}$  множини функцій належності нечітких термів побудовані на основі стандартного 01 класифікатора із трикутними або трапеційдальними функціями належності.

В залежності від виду ідентифікованого дефекту і стадії його розвитку не всі параметри  $C_i$  і  $V_{Ci}$ ,  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  ієрархії впливу в однаковій мірі впливають на ризик відмови СТ  $R_{TP}$ . Тому необхідне відповідне ранжування вказаних параметрів у відповідності з їх рівнями значущості щодо впливу на рівень ризику  $R_{TP}$ . Вагові коефіцієнти впливу  $p_i$   $i$  – го параметра  $C_i$ ,  $V_{Ci}$ , або факторів  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  на загальний ризик  $R_{TP}$  у випадку, коли в системі  $G$  разом з перевагами входять відношення байдужості визначаються за правилом Фішберна [133]

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, F_{i-1} \succ F_i \\ K_N = 1, i = N \dots 2 \end{cases}, \quad p_i = \frac{K_i}{K}, K = \sum_{i=1}^M K_i,$$

де  $\{Fi\}$  – множина вершин факторів впливу на ризик відмови СТ за наявності дефекту  $(C_i, V_{Ci}, R_{Ci}, R_{VCi})$ , що знаходиться на одному рівні ієрархії  $G$ ;  $N$  – відповідна кількість параметрів для одного рівня ієрархії. В табл.4.3 наведено результуюча матриця визначення інтегрального ризику відмови СТ  $R_{TP}$  за результатами ХАРГ.

Таблиця 4.3

Матриця для оцінки складового фактора «Інтегральний показник ризику відмови СТ за результатами ХАРГ»

Позначення	Терм-множини лінгвістичних змінних $R_{Ci}, R_{VCi}$				
	Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
	$\mu_1^{ДН}$	$\mu_2^H$	$\mu_3^C$	$\mu_4^B$	$\mu_5^{ДВ}$
$R_{Ci}$	$T_{R_{Ci}}^{ДН}$	$T_{R_{Ci}}^H$	$T_{R_{Ci}}^C$	$T_{R_{Ci}}^B$	$T_{R_{Ci}}^{ДВ}$
$R_{VCi}$	$T_{R_{VCi}}^{ДН}$	$T_{R_{VCi}}^H$	$T_{R_{VCi}}^C$	$T_{R_{VCi}}^B$	$T_{R_{VCi}}^{ДВ}$
Терм-множина змінної $R_{TP}$	$T_{R_{TP}}^{ДН}$	$T_{R_{TP}}^H$	$T_{R_{TP}}^C$	$T_{R_{TP}}^B$	$T_{R_{TP}}^{ДВ}$

В Додатку Г зведені результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови силового трансформатора типу ТДТН-40000/110 за наявності дефекту. При черговому випробуванні і вимірюванні параметрів ТС СТ за результатами ХАРГ були зареєстровані концентрації газів, розчинених в трансформаторній оливі. Проведений аналіз отриманих даних виявив перевищення граничних значень концентрацій та відносних швидкостей зростання розчинених газів більш ніж 10 % на місяць зафіксованого в декількох останніх вимірюваннях, що може свідчити про наявність у трансформаторі прогресуючого дефекту. За допомогою розробленого автором програмного забезпечення в СТ було ідентифіковано дефект "термічного характеру в діапазоні високих температур (понад 700 °C)". Причинами появи підвищених концентрацій газів можуть бути: гаряча точка в сердечнику; перегрів міді через вихрові струми, наявність поганих контактів; циркулюючі струми в сердечнику або баці. За результатами діагностування технічний стан СТ можна класифікувати у відповідності з [20, 24] як "погіршений

стан за наявності критичного дефекту". В залежності від динаміки зміни значень факторів ризику відмови СТ за наявності дефекту для будь-якого моменту часу сформована відповідна система відношень переваг з використанням якої визначені вагові коефіцієнти. Для конкретного моменту спостереження наведено значення функцій належності до термів лінгвістичних змінних факторів впливу  $C_i, V_{Ci}, R_{Ci}, R_{VCi}$  з відповідними ваговими коефіцієнтами.

Отримані значення розрахованих складових  $R_{Ci}, R_{VCi}$  інтегрального ризику відмови СТ  $R_{TP}$ , які становлять 0,323 та 0,567 відповідно. Результати розрахунків визначення інтегрального ризику відмови СТ за результатами ХАРГ характеризують рівень ризику відмови трансформатора як "Середній" зі ступенем 0,485. На основі результатів розрахунків було дано рекомендації щодо обмеження факторів, які призводять до подальшого збільшення концентрацій газів (наприклад перевантаження), скорочення періоду повторного проведення ХАРГ та планування ремонту. Аналогічно проведено тестові розрахунки для силових трансформаторів ЗАТ «А.Е.С. Київобленерго» з метою оцінки ризику відмови силових трансформаторів при наявності дефекту за результатами ХАРГ, які представлені в Додатку Г.

Оцінки ТС та ризику відмови СТ за наявності дефекту в подальшому можуть бути використані при імовірнісно-статистичному моделюванні режимів ЕЕС для отримання кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах електрообладнання.

#### **4.2 Лінгвістична модель силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту обмоток і короткому замиканні в зовнішній мережі**

Відмова електрообладнання як зазначалось може виникнути внаслідок вичерпання ресурсу працездатності, несприятливих метеоумов, помилкових дій персоналу, наявності дефекту та інших причин [78, 134]. Особливої уваги заслуговують питання оцінки ймовірності відмов електрообладнання зі значним терміном



експлуатації за наявності дефекту та дії збурень в зовнішній електричній мережі.

Особливо важливим, окрім оцінки ТС і прогнозування ресурсу працездатності СТ є ідентифікація виду і ступеню розвитку дефекту та визначення імовірності відмови СТ внаслідок дії зовнішніх збурень, зокрема при КЗ в зовнішній електричній мережі [129, 135]. В рамках даного розділу дисертаційного дослідження розглянуто питання оцінки ризику відмови СТ внаслідок незадовільного технічного стану обмоток і дії збурень в зовнішній електричній мережі, зокрема при КЗ на ЛЕП.

Елементом СТ, який в найбільшій мірі піддається впливам з боку зовнішньої електричної мережі є обмотки [128, 136-139]. В першу чергу це стосується коротких замикань, дія котрих в залежності від кількості і величини струмів КЗ в обмотках СТ може призвести до їх невідновлювальної відмови [138, 139].

Найважливішими показниками для оцінки механічного стану обмоток є зношення виткової ізоляції і ступінь механічного закріплення обмоток, зокрема відсутність небезпечних деформацій. Небезпечні деформації або зміщення обмоток СТ, котрі викликані значними струмами КЗ або несинхронними включеннями є потенційною причиною відмови СТ внаслідок порушення ізоляції та ізоляційних проміжків. Ресурс паперової виткової ізоляції обмоток вважається вичерпаним при зниженні ступеню полімеризації паперу від 1000-1300 (на початку експлуатації) до 200-250 одиниць [136, 139]. Ступінь механічного закріплення обмоток згідно з [138] визначається на основі вимірювання опору короткого замикання  $Z_K$  СТ.

Ризик пошкодження СТ, що має значне зношення ізоляції та небезпечні деформації є достатньо високий і суттєво залежить від імовірності небезпечного значення струму КЗ. Відмова СТ для ЕЕС є збуренням, яке може спричинити порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС з можливим подальшим каскадним розвитком в ЕЕС, а визначення вузлів електричної мережі з найбільш імовірними значеннями небезпечних для обмоток СТ струмів КЗ є важливим для планування заходів щодо їх обмеження [140].

Об'єктивно існуюча необхідність використання як кількісної так і якісної вхідної інформації щодо ТС обмоток СТ та рівня збурень в електричній мережі та неможливість визначати ризик відмови СТ при зовнішніх КЗ на основі аналітичних

моделей потребує використання підходу, що ґрунтується на застосуванні експертних оцінок, теорії нечітких множин і нечіткої логіки при побудові даних моделей відмов [78, 134, 138]. Керуючись загальними принципами побудови нечітких моделей електрообладнання [78, 130] сформуємо основні компоненти лінгвістичної моделі для оцінки ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ [5,6].

В якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі у відповідності із загальним підходом [78, 130] використаємо наступні: ступінь деформації обмоток внаслідок дії струмів КЗ СТ  $\Delta Z_K$   $A_1 = \{L_1, M_1, B_1\}$ ; величина аварійного наскрізного струму КЗ, що проходить через обмотки СТ  $I_{KZ}$   $A_2 = \{L_2, M_2, B_2\}$ ; імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ  $R_{KZ}$   $A_3 = \{L_3, M_3, B_3\}$ ; ступінь полімеризації ізоляції ДР  $A_4 = \{L_4, M_4, B_4\}$ , де  $L_i, M_i, B_i$  - "низьке", "середнє", "високе" значення параметрів СТ і мережі відповідно.

В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято ризик  $R_{KZ}$  відмови СТ при зовнішніх КЗ з термами:  $A_5 = \{VL_5, L_5, M_5, B_5, VB_5\}$ .

Ієрархічна структурна схема лінгвістичної математичної моделі СТ для визначення ризику відмови внаслідок дії зовнішніх КЗ наведено в Додатку Д.

База правил для визначення ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ формується на основі експертних знань щодо поточних характеристик і параметрів СТ, що розглядається [78, 130]. Для випадку врахування впливу на величину імовірності відмови СТ змінення його опору КЗ при дії струмів КЗ в зовнішній електричній мережі вона містить 27 продукційних правил наступного типу: *“Якщо ступінь деформації обмоток внаслідок дії струмів КЗ СТ  $A_1 = \{L_1, M_1, B_1\}$  ТА імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ  $A_3 = \{L_3, M_3, B_3\}$  ТА величина наскрізного струму КЗ, що проходять через обмотки СТ  $A_2 = \{L_2, M_2, B_2\}$ , ТО ризик відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ  $A_5 = \{VL_5, L_5, M_5, B_5, VB_5\}$ ”*. Функції належності вхідних і вихідної лінгвістичних змінних наведено на рис. 4.2.

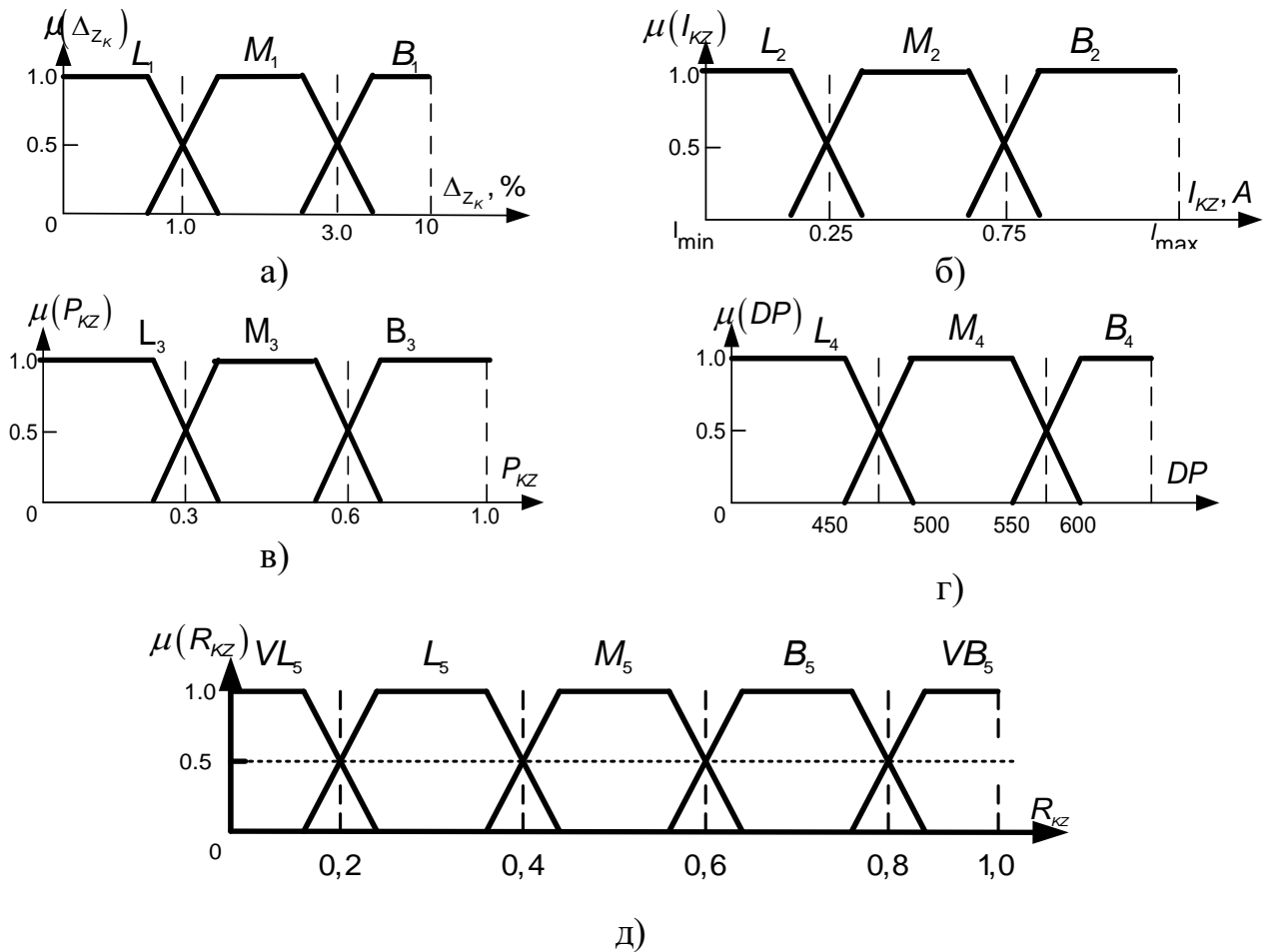


Рис.4.2. Функції належності терм-множин вхідних і вихідної лінгвістичної змінних: а - змінення опору КЗ; б - величина наскрізного струму КЗ; в – імовірність наскрізного струму в обмотках СТ; г – ступінь полімеризації ізоляції; д - ризик відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ

Сформована база правил для оцінки ризику відмови СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі за наявності деформації обмоток наведена в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

База правил оцінки ризику відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ  $R_{KZ}$

$\Delta Z_K = L_1$				$\Delta Z_K = M_1$				$\Delta Z_K = B_1$			
$I_{KZ}$	$L_2$	$M_2$	$B_2$	$I_{KZ}$	$L_2$	$M_2$	$B_2$	$I_{KZ}$	$L_2$	$M_2$	$B_2$
$P_{KZ}$				$P_{KZ}$				$P_{KZ}$			
$L_3$	$VL_5$	$L_5$	$B_5$	$L_3$	$M_5$	$B_5$	$B_5$	$L_3$	$B_5$	$B_5$	$VB_5$
$M_3$	$VL_5$	$M_5$	$B_5$	$M_3$	$M_5$	$B_5$	$VB_5$	$M_3$	$B_5$	$VB_5$	$VB_5$
$B_3$	$L_5$	$B_5$	$VB_5$	$B_3$	$B_5$	$B_5$	$VB_5$	$B_3$	$VB_5$	$VB_5$	$VB_5$

В якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі оцінки ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ у відповідності із загальним підходом [138-140] використаємо наступні: ступінь полімеризації ізоляції обмоток DP  $A_1=\{L_1, M_1, B_1\}$ ; величина аварійного наскрізного струму КЗ, що проходить через обмотки СТ  $I_{KZ}$   $A_2=\{L_2, M_2, B_2\}$ ; імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ  $P_{KZ}$   $A_3=\{L_3, M_3, B_3\}$ , де  $L_i$ ,  $M_i$ ,  $B_i$  - "низьке", "середнє", "високе" значення параметрів СТ і мережі відповідно. В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято ризик  $R_{KZ}$  відмови СТ при зовнішніх КЗ з термами  $A_4=\{VL_4, L_4, M_4, B_4, VB_4\}$ , де  $VL_4$ ,  $L_4$ ,  $M_4$ ,  $B_4$ ,  $VB_4$  - "дуже низьке", "низьке", "середнє", "високе", "дуже високе" значення ризику відмови СТ відповідно. Функції належності вхідних і вихідної лінгвістичних змінних наведено на рис. 4.3.

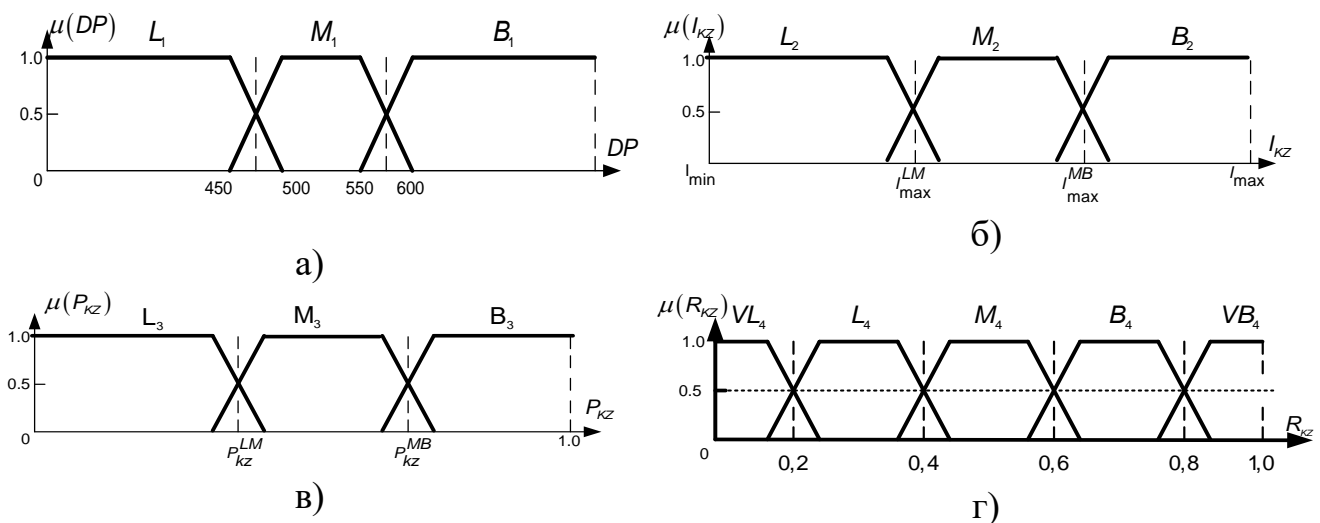


Рис. 4.3. Функції належності терм-множин вхідних і вихідної лінгвістичної змінних: а - ступінь полімеризації ізоляції; б - величина наскрізного струму КЗ; в – імовірність наскрізного струму в обмотках СТ; г – ризик відмови СТ при КЗ

Для випадку врахування впливу на величину імовірності відмови СТ змінення ступеню полімеризації DP при дії струмів КЗ в зовнішній електричній мережі база правил наведена в табл. 4.5 і містить 27 продукційних правил.

Таблиця 4.5

База правил оцінки ризику відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ  $R_{KZ}$ 

DP = $L_1$				DP = $M_1$				DP = $B_1$			
Ikz	$L_2$	$M_2$	$B_2$	Ikz	$L_2$	$M_2$	$B_2$	Ikz	$L_2$	$M_2$	$B_2$
Pkz				Pkz				Pkz			
$L_3$	$B_4$	$VB_4$	$VB_4$	$L_3$	$M_4$	$B_4$	$B_4$	$L_3$	$VL_4$	$L_4$	$B_4$
$M_3$	$B_4$	$VB_4$	$VB_4$	$M_3$	$M_4$	$B_4$	$VB_4$	$M_3$	$VL_4$	$M_4$	$B_4$
$B_3$	$VB_4$	$VB_4$	$VB_4$	$B_3$	$B_4$	$B_4$	$VB_4$	$B_3$	$L_4$	$B_4$	$VB_4$

Процеси в енергосистемі мають стохастичний характер, а коротке замикання є імовірнісною подією і в загальному випадку описується системою імовірнісних характеристик [140,141]. В табл. 4.6 представлені дані про інтенсивність виникнення КЗ в залежності від типу електроустановки і рівня напруги [142].

Таблиця 4.6

Залежність інтенсивності виникнення КЗ від типу електроустановки і рівня напруги

Тип електроустановки	Число КЗ на електроустановках за період 1984-1988 рр. ( в знаменнику – в %)		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Електростанції	12/0,3	2/0,3	3/3,4
Підстанції	271/8,3	40/6,5	17/19,3
ЛЕП	2958/91,4	572/93,2	68/77,3
Всього	3241/100	614/100	88/100

Проведений аналіз даних табл. 4.6 показує, що найбільша кількість КЗ виникає на ЛЕП. Прийняті на основі узагальнення статистичних даних, питомі значення кількості КЗ на 1 км в рік [143]: ЛЕП-150 кВ 0,04-0,05 та ЛЕП-330 кВ: 0,015-0,025. За роки спостережень зафіксовано 8 випадків, коли внаслідок непогоди одна ЛЕП вимикалась за зміну два і більше рази. Основними недоліками, які сприяли виникненню і розвиткові порушень електропостачання, було те, що більшість ПЛ споруджені у 1970 – 80 роках за старими картами кліматичного районування із збільшеними прогонами і застосуванням старої

конструкції опор, а також те, що робота з технічного обслуговування ПЛ виконувалась не в повному обсязі.

Отже, задача оцінки ймовірності виникнення КЗ в підсистемі ЕЕС на інтервалі часу  $\Delta t$  є однією з найбільш складних внаслідок необхідності врахування багатьох факторів, які носять випадковий характер, та в багатьох випадках неможливістю отримання достовірних статистичних даних.

Найбільш ґрунтовне статистичне дослідження виникнення КЗ в ЕЕС виконано у роботах [141, 143], які відмічають, що кількість відмов електрообладнання по технологічним причинам значно менше, ніж кількість КЗ.

В [141] автори пропонують визначити ймовірність виникнення КЗ в енергосистемах для вибору електрообладнання у відповідності з виразами:

$$P_{p.y.} = P_{p.cx.} \cdot P_{p.вид.} \cdot P_{p.т.кз.} \cdot P_{p.трив.},$$

де  $P_{py}$  – ймовірність виникнення розрахункових умов, при яких виникає КЗ;  $P_{pсх}$  – ймовірність розрахункової схеми;  $P_{pвид}$  – ймовірність виникнення розрахункового виду;  $P_{pткз}$  – ймовірність розрахункової точки КЗ;  $P_{pтрив}$  – ймовірність розрахункової тривалості КЗ.

Такий підхід до оцінки ймовірності виникнення КЗ виправданий в задачах проектування електроустановок для вибору електрообладнання по умовам роботи при КЗ [144]. Однак для підсистеми ЕЕС, яка знаходиться в експлуатації, запропонований авторами метод не можна вважати прийнятим при визначенні ймовірності виникнення КЗ на інтервалі  $\Delta t$  внаслідок наступних причин:

- метод орієнтований на використанні узагальнених ймовірнісних характеристик схеми електроустановки, виду КЗ і т.д. та не враховує конкретні умови експлуатації підсистеми ЕЕС;
- метод не дає можливості враховувати технічний стан кожної одиниці електрообладнання, умов його експлуатації, від яких в значній степені залежить схильність обладнання до можливості виникнення КЗ на прогнозованому інтервалі часу.

В [145] запропонований метод статистичного моделювання (метод Монте-Карло) режиму короткого замикання в енергосистемі. На основі статистичної інформації про короткі замикання, виникаючих у вузлах на ЛЕП ЕЕС в результаті моделювання можливе отримання таких характеристик: гістограма рівнів струму КЗ у вузлі енергосистеми, гістограма рівня струмів КЗ конкретних ЛЕП, гістограми рівнів залишкової напруги при КЗ. Викладений метод статистичного моделювання КЗ в енергосистемі ґрунтується на дослідних даних виникнення КЗ, по ЛЕП та вузлів ЕЕС, але не враховує індивідуальні характеристики електрообладнання і не вводить в статистичну модель вимикачі, трансформатори, роз'єднувачі і інше обладнання.

Слід зауважити, що вказані підходи оцінки ймовірності КЗ в ЕЕС можуть дати достовірні результати, якщо є однорідна та репрезентативна статистика, яку на практиці отримати не можливо внаслідок різних умов експлуатації обладнання, його різнотипності, місце розташування обладнання в енергосистемі і т.д.

Сформулюємо загальну постановку задачі оцінки ймовірності виникнення КЗ в зовнішній електричній мережі на інтервалі часу  $\Delta t$  [5]. Найбільш важливими з них в плані отримання розподілу імовірності виникнення КЗ для оцінки ризику відмови СТ, викликаной коротким замиканням в електричній мережі є: стан енергосистеми (топология зовнішньої мережі, навантаження у вузлах і інш.); вид КЗ (трифазне або однофазне); місце розташування точки короткого замикання; елемент мережі, який зазнає пошкодження; фаза, яка пошкоджується [141].

Найбільша імовірність виникнення КЗ в електричних мережах високої напруги 110 – 750 кВ спостерігається на ЛЕП [141], і становить  $77,3 \div 91,44$  % від загальної кількості КЗ в ЕЕС, і в першому наближенні можна припустити, що має рівномірне розташування точки КЗ вздовж довжини повітряної лінії (ПЛ), якщо ПЛ не облаштована захисними тросами по кінцям, і рівень професійної підготовки експлуатаційного персоналу суттєво не різниться [140].

Розподіл різних видів КЗ залежить від типу електроустановки [140] і класу напруги, причому в усіх випадках домінуючими є однофазні КЗ, частка яких збільшується із збільшенням рівня напруги і сягає в електричних мережах

напругою 110 кВ і вище 76,3 ÷ 100 % від загальної кількості всіх видів КЗ на ПЛ [140]. Розподіл кількості КЗ в значній мірі залежить також від пори року і доби, а природничо-кліматичні фактори, є основними причинами збільшення кількості КЗ [141-143]. Суттєвий вплив на величину струмів КЗ в електричній мережі має також рівень навантаження у вузлах ЕЕС [134, 143].

Вирішення задачі отримання розподілу імовірності струмів в обмотках СТ певної величини для оцінки ризику їх пошкодження при зовнішніх КЗ з урахуванням вищезазначених випадкових факторів можливе на основі статистичного моделювання стану електроенергетичної системи з досліджуванням СТ, за параметрами якого ведеться безперервний або періодичний моніторинг [128, 134].

Стан електроенергетичної системи визначається станом кожного елемента і режимом її роботи. В процесі експлуатації кожен елемент може знаходитись в режимах експлуатації або ремонту і імовірність того, що об'єкт знаходиться на інтервалі часу в ремонті, можна характеризувати коефіцієнтом неготовності (простою) [139]

$$K_{нгj} = \frac{\lambda_j}{\lambda_j + \mu_j},$$

де  $\lambda$  - інтенсивність відмови об'єкта,  $\mu$  - інтенсивність відновлення кожного елемента системи.

Функціонування кожного елемента енергосистеми можна описати рівномірним законом розподілу. Якщо  $p_i$  є деяке випадкове число, котре рівномірно розподілене в інтервалі (0, 1), то стан  $S_j$  – го елемента можна визначити

$$S_i = \begin{cases} 0, & \text{if } K_{нгj} \leq p_i \leq 1 \\ 1, & \text{if } 0 \leq p_i < K_{нгj} \end{cases}$$

В загальному випадку потік КЗ в енергосистемі є нестаціонарним. Разом з цим практика експлуатації показує, що у більшості випадків на інтервалах спостереження в межах однієї доби, місяця і навіть кварталу нестаціонарний потік



КЗ в енергосистемі можна вважати стаціонарним. Тоді імовірність виникнення КЗ на інтервалі  $\Delta t$  за умови [146], що параметр потоку КЗ  $\omega_{\text{KZ}} = \text{const}$  визначається

$$P_{\text{KZ}}(\Delta t) = 1 - e^{-\omega_{\text{KZ}} \cdot \Delta t}$$

Величині  $P_{\text{KZ}}(\Delta t)$ , котра відповідає ділянка числового інтервалу  $[0, \dots, 1]$  з початком в точці 0, а кінець – в точці з координатою  $P_{\text{KZ}}(\Delta t)$ . Імовірність попадання в інтервал  $[0, P_{\text{KZ}}(\Delta t)]$  згенерованого випадкового числа з рівномірним законом розподілу в інтервалі  $[0, \dots, 1]$  дорівнює  $P_{\text{KZ}}(\Delta t)$ . Попадання в процесі генерації випадкового числа у визначений інтервал свідчить про виникнення КЗ на інтервалі  $\Delta t$ .

Складність задачі визначення місця виникнення КЗ на ПЛ потребує використання рівномірного розподілу як при визначенні ПЛ з КЗ так і місця розташування КЗ на ПЛ [142]. Імовірність  $P_{LK}$  того, що на конкретній  $i$  – й ПЛ даного рівня напруги виникне КЗ визначається [138]

$$P_{LK_j} = \frac{L_j}{\sum_{j=1}^M L_j},$$

де  $L_j$  – довжина  $k$  – ї ПЛ;  $\sum_{j=1}^M L_j$  – сума довжин всіх ПЛ даного рівня напруги системи.

ПЛ, на якій виникло КЗ визначається шляхом порівняння величини  $P_{LK_j}$  з рівномірно розподіленим випадковим числом  $P_{K_j}$  в діапазоні  $(0, 1)$  за умови пропорційності кількості КЗ по всій довжині ЛЕП. За умови, що місце виникнення КЗ на ЛЕП має рівномірно розподілену імовірність, визначення частки довжини пошкодженої ЛЕП моделюється з допомогою рівномірно розподілених випадкових чисел  $p_{rk}$  між 0 та 1.

Імовірність виникнення певного виду КЗ  $p_{vld}$  визначається згідно даних [141], одержаних на основі аналізу статистичних даних по КЗ досліджуваної ЕЕС. Оскільки відповідні однофазні і трифазні КЗ є найбільш поширеними та найважчими, то в подальшому доцільно розглядати тільки ці види КЗ.

На величину струмів КЗ в ЕЕС суттєво впливає також рівень навантаження [134]. Можливому діапазону змінення навантаження у вузлах схеми енергосистеми від  $S_{H \min}$  до  $S_{H \max}$  відповідає величина  $\Delta S_H = S_{H \max} - S_{H \min}$ .

Тоді потужність  $S_{Hj}$  в процесі статистичного моделювання стану ЕЕС, якщо  $P_{S_H}$  є випадковим рівномірно розподіленим числом між 0 та 1, визначається  $S_{Hj} = S_{H \min} + \Delta S_H \cdot P_{S_H}$ .

Алгоритм, який використовується для застосування описаної раніше методики приведений в Додатку Д. Запропонований алгоритм визначення імовірності появи КЗ в діапазоні можливих значень струмів КЗ дозволяє визначити отримання розподіл імовірності струмів в обмотках СТ певної величини для оцінки ризику їх пошкодження при зовнішніх КЗ.

#### **4.3 Імітаційне моделювання режимів короткого замикання в ЕЕС та оцінка ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту обмоток**

Для оцінки ризику можливої відмови СТ внаслідок пошкодження обмоток при наскрізному КЗ в зовнішній електричній мережі використано програмний комплекс, який містить програмне забезпечення для оцінки ризику відмови СТ та програмний комплекс розрахунку стаціонарних і нестаціонарних режимів ЕЕС на базі програмного забезпечення DIgSILENT PowerFactory 14.

На рис.4.4 зображена еквівалентна тестова схема електричних з'єднань електричної мережі ОЕС України напругою 110–750 кВ для визначення імовірнісних характеристик наскрізних струмів в обмотках ВН СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі та порушення нормального режиму ЕЕС. Вихідні параметри для виконання моделювання режимів ЕЕС наведені в Додатку Е.



максимальних струмів КЗ на шинах 110 кВ ПС «Броварська», отримані при моделювання КЗ в зовнішній електричній мережі для 3-ф КЗ дорівнюють 19,6-22,3 кА, а для 1- КЗ становлять 20,6-22,8 кА.

В якості досліджуваного взято силовий трансформатор типу ТДТН-16000/110 встановленого на ПС «Кока-кола». За результатами поточних випробувань на основі хроматографічного аналізу газів, розчинених в трансформаторній оливі, дефектів не було виявлено. Разом з цим зміна опору КЗ трансформатора  $\Delta Z_k$  у порівнянні з результатами попередніх вимірювань становить  $\Delta Z_k=2\%$ . Тестове імовірнісно-статистичне моделювання виконувалось на інтервалі часу спостереження  $\Delta t=1$  міс з інтенсивністю потоку КЗ  $\omega_{kz}$  для веснянолітнього та зимового періодів  $3,5 \text{ рік}^{-1}$  та  $4,5 \text{ рік}^{-1}$  відповідно.

Гістограми частот  $m_{I_{kz}}$  наскрізних струмів КЗ в обмотках СТ та функція розподілу імовірностей перевищення значень струмів КЗ  $p(I_{kz})$  з можливого діапазону їх змінення представлені на рис.4.5.

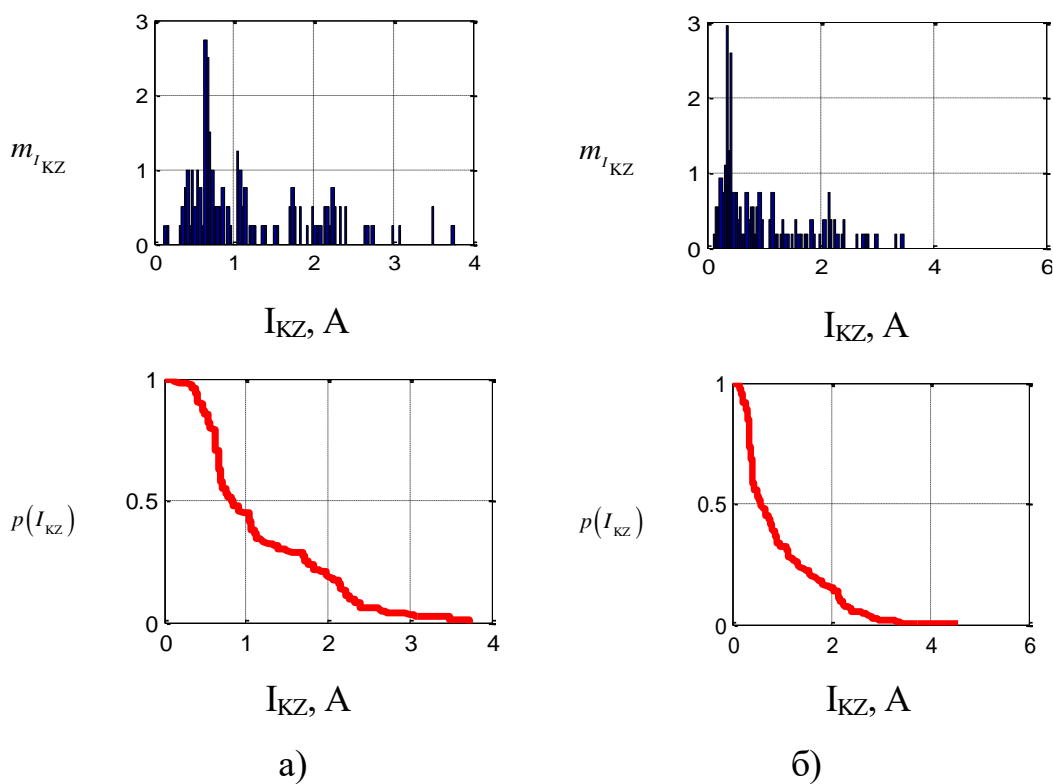


Рис. 4.5. Гістограми частот та функція розподілу імовірностей перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН Т-1 при КЗ в зовнішній електричній мережі на інтервалі часу спостереження  $\Delta t=1$  місяць

Аналіз гістограми показує (рис.4.5а), що за результатами розрахунків імовірність виникнення максимального струму однофазного КЗ в обмотці ВН величиною 3,507 кА становить 0,007, а струм, що має найбільшу відносну частоту  $m_{lkz} = 1,94\%$  дорівнює 0,82 кА з імовірністю перевищення цього значення 0,501. Визначено дефазіфіковане значення ризику відмови СТ, котре дорівнює 0,447.

Аналогічно виконано моделювання ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту обмоток при зовнішньому короткому замиканні в ЕЕС для інших трансформаторів тестової схеми, результати якого представлені в Додатку Д. За результатами додаткових обстежень даного СТ та інформації щодо наявних близьких коротких замикань можна дати рекомендації по виводу в ремонт згідно планового графіку ремонтів енергокомпанії.

#### **Висновки по 4 розділу**

1. Удосконалено лінгвістичну математичну модель оцінки ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту на основі результатів ХАРГ для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, що має хорошу ефективність у класифікації дефектів після налаштування за рахунок уточнення границь класів дефектів, що формуються критеріальними значеннями функцій належності. Проведено адаптацію моделі до реальних умов експлуатації силового трансформатора, що дозволяє об'єктивно ідентифікувати можливі дефекти, вибирати ефективні шляхи управління експлуатацією з врахуванням випадкового характеру відмови та стохастичного режиму роботи силового трансформатора. Результати проведених розрахунків оцінки ризику відмови за наявності дефекту для силових трансформаторів 110 кВ електростанцій і електричних мереж підтверджують досить високу їх достовірність і ефективність застосування для підвищення надійності експлуатації силових трансформаторів.

2. Удосконалено лінгвістичну модель та розроблено програмне забезпечення оцінки ризику відмови силових трансформаторів внаслідок зовнішніх КЗ за

наявності дефекту обмоток для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС. Проведені дослідження дозволяють визначити імовірності появи неприпустимих наскрізних струмів короткого замикання на інтервалі часу спостереження в обмотках силових трансформаторів, що є важливим при прийнятті щодо подальшої експлуатації.

3. Розроблене програмне забезпечення ризику відмови силових трансформаторів при різних видах КЗ в зовнішній електричній мережі, що дозволяє розробити заходи щодо забезпечення необхідної електродинамічної стійкості силових трансформаторів при КЗ. Отримані результати розрахунків ризику відмови силових трансформаторів при КЗ в зовнішній електричній мережі є базовими при визначенні «слабких» місць за найвищою імовірністю появи небезпечних струмів КЗ в обмотках силових трансформаторів та формуванні превентивних рішень по їх обмеженню.

## **РОЗДІЛ 5 ВЕРИФІКАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ І ЗНИЖЕННЯ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС ПРИ ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

### **5.1 Підходи щодо ранжування парку силових трансформаторів для визначення пріоритету виведення з експлуатації**

Забезпечення заданого рівня експлуатаційної надійності в сучасних умовах тотального старіння основних виробничих фондів електроенергетики і зростаючої ролі діагностики вимагає ефективної організації технічного обслуговування і ремонту СТ за технічним станом, а разом з цим формування більш обґрунтованих рішень, що враховують зміну його фактичного стану [10]. Це потребує вдосконалення методів, моделей і критеріїв прийняття рішень при управлінні експлуатацією СТ ЕЕС з метою підвищення його експлуатаційної надійності.

Ефективність експлуатації СТ на об'єктах електроенергетики багато в чому визначається об'єктивністю критеріїв вибору і прийняття рішень при управлінні ТОіР. Серед численних вітчизняних і зарубіжних досліджень [147] в області розробки методів, моделей і критеріїв прийняття рішень при управлінні ТОіР СТ можна виділити кілька підходів, що мають самостійне застосування і найбільш близьких до розробок автора цієї дисертації, які тією чи іншою мірою базуються на об'єктивних передумовах та полягає в наступному:

- 1) технічне обслуговування та ремонти СТ проводяться періодично на інтервалі експлуатації;
- 2) залишковий ресурс СТ на інтервалі експлуатації має тенденцію до зменшення, а періодичне проведення ТОіР знижує інтенсивність його спрацювання і, таким чином, підвищує експлуатаційну надійність;
- 3) в процесі експлуатації СТ піддається відмовам, які на різних етапах терміну служби викликані низкою домінуючих причин;

4) частота відмов є імовірнісною характеристикою, котра змінюється під впливом великої кількості факторів, до яких зокрема відноситься періодичність виконання ТОіР;

5) технічний стан СТ, а, отже, і його залишковий ресурс визначається в процесі діагностування із застосуванням систем періодичного або on-line моніторингу;

6) витрати на ТОіР електрообладнання складаються із витрат на профілактичне обслуговування і ремонти та витрат на його аварійне відновлення після відмови з урахуванням заподіяних збитків;

7) в умовах ринкових відносин і роз'єднаності управління ТОіР ґрунтується на виборі стратегії, яка здатна забезпечити найбільший технічний і економічний ефект на інтервалі експлуатації. Ефективність ТОіР проявляється в мінімізації повних ремонтно-експлуатаційних витрат за умови забезпечення допустимого рівня функціональної надійності, не перевищуючи задані обмеження фінансування.

*Підхід 1.* Класичний підхід до моделювання критеріїв прийняття рішень в рамках заданої стратегії ТОіР описаний в [147]. Отримувані внаслідок його застосування спрощені аналітичні моделі дозволяють визначати оптимальну періодичність довільних відновлень найпростішої технічної системи (елемента). Так, зокрема, для стратегії строго періодичних відновлень, яка визначає обов'язкове відновлення системи після відмови, якщо вона пропрацювала після відмови деякий час  $\tau$ , проводиться профілактична заміна, в іншому випадку - аварійна.

Умовами, для яких справедливі отримані моделі [147] є неперервність функції розподілу напрацювання  $F(t)$  і її належність до класу зростаючих функцій інтенсивності відмов. Якщо вони виконуються, то зі збільшенням  $\tau$  середнє число аварійних відновлень буде монотонно зростати, а середнє число профілактик навпаки монотонно зменшуватися, причому, що сумарне число відновлень системи на інтервалі  $\tau$  матиме певний мінімум, який відповідає оптимальному інтервалу відновлення  $\tau_{opt}$ . Прийнята модель виявляється цілком працездатною в тих випадках реальних технічних систем, коли практично вдається відшукати вид розподілу напрацювання на аварійне відновлення і профілактику, адекватно заданій  $F(\tau)$ .

Разом з цим в силу випадкового характеру впливу на величину  $\tau_{opt}$  різних експлуатаційних факторів, що призводять до зміни технічного стану СТ, зазначені



моделі і метод їх отримання потребує доопрацювання з метою врахування імовірнісних характеристик стану і динаміки процесів їх зміни.

*Підхід 2.* Розвиток класу описаних вище моделей і методів знаходження оптимальної періодичності ТОіР запропоновано в [148, 149]. Модифікація моделі стандартного ремонту (заміни) дозволила отримати розрахункову модель ремонту за технічним станом, здатну враховувати ймовірність виявлення дефекту СТ в процесі експлуатації засобами діагностики. Це істотно розширює область застосування математичних моделей для практичного використання в системах управління ТОіР СТ промислових і енергетичних об'єктів.

У циклі капітального ремонту або заміни СТ, зазвичай, укладається кілька циклів поточних ремонтів. Після виконання поточного ремонту відновлюється працездатність системи і зменшується інтенсивність її відмов, що порушує область існування розробленої моделі [149] (порушується умова монотонності функції інтенсивності відмов). Для подолання зазначеної складності запропоновано використовувати модель з частковим відновленням ресурсу за кожен  $i$ -й цикл поточного ремонту.

Модифіковані моделі стандартних ремонтів (заміни) і ремонтів по технічному стану в порівнянні з наведеними раніше не позбавлені недоліків, головним з яких є спрощений облік динаміки експлуатаційних процесів і відсутність зв'язку між ймовірністю виявлення дефектів в СТ та випадковими процесами утворення дефекту. Такий взаємозв'язок дозволяє визначати ймовірність виявлення дефектів в СТ засобами діагностики, безпосередньо ґрунтуючись на результат діагностування конкретних типів СТ.

*Підхід 3.* Окремого розгляду заслуговує підхід до моделювання параметрів управління ТОіР СТ ЕЕС, запропонований в [150, 151]. Основна ідея, на якій ґрунтуються теоретичні положення, полягає на агрегованому представленні підприємства електричних мереж ЕЕС. Прийнятий підхід, з одного боку, спрощує, а з іншого загрубляє моделі, оскільки відносить одержувані результати до груп однорідного обладнання електричних мереж ЕЕС.

Встановлення залежності між витратами на ремонти, частотою відмов і залишковим ресурсом СТ виконується на підставі ототожнення механізму

спрацювання фактичного технічного ресурсу СТ з механізмом формування його залишкової балансової вартості внаслідок щорічних амортизаційних відрахувань. Це призводить до того, що більш обґрунтованими виходять результати для груп однорідного СТ з домінуванням об'єктів, які тривалий час знаходяться в експлуатації. Саме для такого СТ зростання частоти відмов обумовлене факторами старіння і зношення.

Розроблене методичне забезпечення цілком придатне для оціночних розрахунків залишкового технічного ресурсу, оптимального з точки зору мінімуму сумарних дисконтних витрат на виконання планових, аварійних ремонтів і заміन СТ. Узагальнюючи можна відзначити основні особливості підходу: детерміністичний підхід до визначення частоти відмов; спрощене уявлення механізму спрацювання технічного ресурсу різних типів СТ, які звужують область практичного застосування розробок до задач укрупненої оцінки параметрів управління ТОіР.

*Підхід 4.* Особливістю моделей планування та оптимізації ТОіР СТ описаних в роботах [152-156] є врахування великої кількості факторів закладених при побудові моделей. Одна з деталізацій при оптимізації ТОіР СТ з урахуванням технічного стану, що визначається за допомогою засобів технічної діагностики, полягає в представленні ймовірності відмови, як характеристики зміни його технічного стану, в складі двох компонент в ймовірності поступових відмов СТ під впливом старіння і зношення; ймовірності раптових відмов, викликаних випадковими чинниками.

Розроблені моделі оптимізації ТОіР відображають той аспект, що рішення про необхідність виведення обладнання в ремонт приймається за результатами технічної діагностики, що відповідає існуючим тенденціям переходу до організації ТОіР СТ по його фактичному стану. Для відображення даного принципу в моделях введені ймовірності  $q$  того, що за результатами технічної діагностики буде призначений ремонт СТ, а  $f=1-q$  - ймовірність зворотного події (ремонт не призначається).

Слід зауважити, що отримання сумарних витрат з урахуванням складових, таких як на технічне обслуговування, діагностування, поточний і капітальний попереджувальні ремонти, а також на аварійне відновлення СТ після раптових відмов на основі реальної статистики експлуатації про відмови СТ є досить проблематичним і

навіть важко реалізується на практиці. Врахування виду стратегії обслуговування в результуючій моделі цільової функції здійснюється зміною величини  $f$ : при  $f=0$  обрана стратегія відповідає стратегії попереджувальних ремонтів «Time Based Maintenance» (TBM), умова  $f=1$  відповідає вибору стратегії ремонтів за фактом відмови «Run to Failure» (RTF), а випадок  $0 < f < 1$  характеризує стратегію ремонтів за технічним станом «Condition Based Maintenance» (CBM).

Іншим припущенням в розглядаємій моделі є введення поняття ефективності технічної діагностики та її кількісної міри, від якої залежить значення ймовірності  $f$ . Прийняття рішень щодо необхідності проведення ремонту на підставі виявлення хоча б одного небезпечного дефекту за результатами діагностування ТС є не коректним і не узгоджується зі стратегією CBM. Практика експлуатації СТ показує, що у більшості випадків періодичність діагностування не узгоджена зі швидкістю виникнення і розвитку несправностей, дефектів в СТ. Процеси утворення дефекту і механізми розвитку дефектів в стійкі відмови випадкові як за моментом початку утворення, так і за тривалістю розвитку. Це ускладнює прогнозування відмов і обумовлює низьку готовність діагностування до виявлення дефектів, що вимагають виведення СТ в ремонт.

*Підхід 5.* Принципово інший підхід до моделювання експлуатаційної надійності при виборі стратегій і оптимізації ТОіР СТ представлені в [155, 157-159], які використовують одну з найбільш прогресивних і гнучких стратегій профілактичного обслуговування, орієнтованої на надійність «Reliability Centered Maintenance» (RCM). Ця стратегія ідеологічно відрізняється від стратегії CBM, оскільки враховує не тільки фактор технічного стану обладнання, а й фактор його відносної важливості та ґрунтується на оцінці впливу результатів ТОіР на надійність СТ і ЕЕС в цілому. Наступним поколінням стратегії RCM визнана стратегія RBM «Risk Based Maintenance», яка орієнтована на врахування не тільки поточного технічного стану СТ, але і на ризики, пов'язані з виконанням або невиконанням ТОіР.

Очевидно, що для реалізації зазначених стратегій потрібні інші критерії ефективності та спеціальні математичні моделі, придатні для опису зв'язків параметрів управління ТОіР з показниками надійності. В якості пріоритетних слід відзначити

досить добре розроблені моделі випадкових процесів, а саме Марківські моделі [155], де розглянуто еволюцію моделей від найпростіших до більш повних, а саме, перехід від випадкових відмов до багатоступеневих деградаційних відмов з технічним обслуговуванням. Зазначений підхід використовує імовірнісні Марківські моделі надійності в поєднанні з процедурами чисельної оптимізації (лінійного і динамічного програмування, та ін.) [159- 161]. В якості критеріїв ефективності використовуються як сумарні експлуатаційні витрати, так і сумарний ризик наслідків виконання (невиконання) різних заходів по ТОіР, їх моментів та тривалості застосування. Проведений аналіз існуючих підходів дозволяє виявити деякі їх спільні та відмінні риси. В табл. 5.1 запропоновано структуру класифікації для опису еволюції моделей і методів оцінки і прогнозування експлуатаційної надійності СТ при оптимізації ТОіР.

Таблиця 5.1

Класифікація моделей надійності, методів і критеріїв оптимізації ТОіР СТ

Ознака класифікації	Дифференціація		
Характер відмови	Раптовий	Змішаний	
	Зношувальний		
Вид стратегії	RTF, TBM	CBM	RCM, RBM
Тип моделі	Детермінована	Імовірнісна	
Метод розрахунку	Аналітичний		Кількісний
Критерій ефективності	Мінімум сумарного часу позапланових простоїв	Мінімум сумарних витрат	Мінімум сумарних витрат з урахуванням ризику відмов
	Мінімум ймовірності відмов		

Проведений аналіз реально існуючих підходів і моделей ранжування парку СТ при управлінні ТОіР показав, що всі вони враховують технічний стан СТ при прийнятті рішень щодо пріоритету виведення з експлуатації, але не оцінюють можливі ризики для режиму роботи ЕЕС в умовах планового і аварійного виведення з експлуатації СТ.

## **5.2 Метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів для зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС**

Суттєвого підвищення рівня функціональної надійності електрообладнання і ЕЕС в цілому як зазначалось можна досягти за рахунок об'єктивної оцінки та прогнозування технічного стану, визначення імовірності відмов та обґрунтування можливих термінів його експлуатації з урахуванням впливу на режим підсистеми ЕЕС [134].

По-перше, на основі діагностування технічного стану, оцінки загального спрацьованого ресурсу необхідно спланувати можливі терміни виведення з роботи обладнання, коли його технічний стан близький до відмови. По-друге, ступінь упередження, порядок виведення з роботи електрообладнання повинні визначатися також рівнем його значущості в ЕЕС. В якості показників значущості електрообладнання для ЕЕС є показники, що відтворюють вплив відмови аналізованого електрообладнання на рівень режимної надійності і ефективності експлуатації ЕЕС.

Планове та позапланове виведення з роботи силових трансформаторів, раптові відмови за наявності неприпустимого розвитку дефекту, вичерпання ресурсу роботоздатності та дії зовнішніх факторів є аварійним збуренням для ЕЕС. Це може спричинити подальший каскадний розвиток аварії зі значними збитками.

В зв'язку з цим, задачі комплексного моделювання технічного стану електрообладнання і режимів ЕЕС, прийняття рішення для зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з роботи електрообладнання на сьогодні є актуальною задачею.

Наразі існує низка робіт присвячених вирішенню даній проблемі. Математичні моделі діагностування технічного стану СТ на основі комплексу вимірювань і випробувань представлено в [170]. Нечіткі моделі оцінки ризику параметричної відмови СТ за наявності дефекту розглянуто в [171]. Система моделей відмов електрообладнання, що ґрунтується на статистичних даних генеральної сукупності подій з адаптацією до реальних умов експлуатації отримана в [172]. Моделювання режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних

ситуацій при відмовах електрообладнання розглянуто в [173]. Але питання пріоритету виведення з експлуатації СТ на основі оцінки технічного стану і аналізу режимів ЕЕС в достатній мірі не розглядались.

В кожній енергосистемі зазвичай є кілька варіантів топології електричних мереж. Задачею оперативного персоналу є вибір такого варіанту відключення будь-якого елемента, яке призводило б до найменшого розладу роботи енергосистеми, тобто забезпечувало найменший ризик порушення нормального режиму. Таким чином, виникає задача вибору послідовності виведення окремих одиниць електрообладнання, зокрема СТ, з врахуванням вище зазначених особливостей і факторів.

Прийняття обґрунтованих рішень для забезпечення надійної роботи ЕЕС потребує комплексного підходу [174-178], який ґрунтується на врахуванні зношеності електрообладнання, випадковість відмови електрообладнання, стохастичний характер режиму ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварійної ситуації, економічні і екологічні наслідки, неповноту і нечіткість інформації.

Визначення послідовності заміни або планового чи позапланового виведення з експлуатації для проведення ремонту силових масляних трансформаторів ЕЕС відноситься до класу задач багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності інформації.

Для задач багатокритеріальної оцінки альтернатив загальноприйнятими підходами є побудова множини допустимих рішень для яких неможливо одночасно покращити всі часткові показники ефективності (область Парето), а також використання різних зведених показників [179]. Даний підхід щодо прийняття рішень припускає побудову множини недомінуючих альтернатив на основі нечіткого відношення переваги.

Запропонований метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів полягає в наступному [9]. Нехай задана множина варіантів прийняття рішень (альтернатив)  $A=(a_1, a_2, \dots, a_m)$ . Кожна альтернатива характеризується і порівнюється з іншою за декількома критеріями  $C=(c_1, c_2, \dots, c_m)$ . В результаті попарного порівняння альтернатив за кожною ознакою формується  $n$  відношень переваг  $c_j, j=\overline{1, n}$  на множині альтернатив

$a_i, i = \overline{1, m}$ . Необхідно на основі даної інформації вибрати альтернативу  $a^*$  з множини  $(A, c_1, c_2, \dots, c_m)$ .

Визначення підмножини Парето ефективних рішень здійснюється на основі розглядання двох видів згорток: мінімізаційної  $Q_1 = C_1 \cap C_2 \dots \cap C_m$  – визначає множину недомінуємих альтернатив в множині  $(A, Q_1)$ ; лінійної  $Q_2 = \sum_{j=1}^n c_j \cdot \omega_j$  – використовує альтернативи за ступенем недомінованості, де  $\omega_j$  – вагові коефіцієнти. Оптимальним вважається той варіант рішення (альтернатива), ступінь недомінантності якого за обома згортками є максимальною.

Важливим питанням при вирішенні задачі прийняття оптимальних рішень є визначення вагових коефіцієнтів критеріїв, отримуваних переважно експертними методами. Складність отримання необхідної експертної інформації та ступінь узгодженості міркувань експертів суттєво впливають на вибір методу визначення вагових коефіцієнтів. Найбільш раціональним методом вагових коефіцієнтів в умовах неповноти і протирічливості експертної інформації є метод попарного порівняння Сааті [180].

Процедура рішення задачі вибору складається з наступних кроків:

1. Формування відношення переваги  $R_j, (j = \overline{1, m})$  на множині альтернатив  $A$  та визначають їх функції належності

$$\mu_{R_j}(a_k, a_l) = \begin{cases} \mu_R(a_k, a_l) - \mu_R(a_l, a_k), & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) > \mu_{R_j}(a_l, a_k), \\ 0, & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) < \mu_{R_j}(a_l, a_k). \end{cases}$$

2. Побудова згортки відношень  $R_j$  у вигляді перетину  $Q_1 = \bigcap_{j=1}^m R_j$  з функцією належності  $\mu_{Q_1}(a_k, a_l) = \min_{j=1, m}(\mu_{R_j}(a_k, a_l)), k, l = \overline{1, m}$ , де  $m$  – число альтернатив.

3. Визначення нечіткої підмножини недомінуючих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_1})$   $\mu_{Q_1}^{HD}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i, a_j) - \mu_{Q_1}(a_j, a_i))$ .

4. Побудова нечіткого відношення  $Q_2$  (друга згортка вихідних відношень  $\{R_j\}$ ):  $\mu_{Q_2}(a_i, a_j) = \sum_{j=1}^m \omega_j \cdot \mu_j(a_i, a_j)$ ,  $\sum_{j=1}^n \omega_j = 1, \omega_j > 0, j = \overline{1, n}$ , де  $m$  – число критеріїв;  $\omega_i$  – коефіцієнти відносної важливості критеріїв.

5. Визначення нечіткої множини недомінуємих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_2})$  упорядкування альтернатив за ступенем їх недомінуємості  $\mu_{Q_2}^{HD}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i, a_j) - \mu_{Q_2}(a_j, a_i))$ .

6. Знаходження загальної множини недомінуємих альтернатив (перетин  $Q_1^{HD} \cap Q_2^{HD}$  множин з функцією належності)  $\mu^{HD}(a_i) = \min\{\mu_{Q_1}^{HD}(a_i), \mu_{Q_2}^{HD}(a_i)\}$ .

7. Визначення найкращої альтернативи  $a^*$  з умови  $\mu^{HD}(a^*) = \sup_{a \in A} \mu^{HD}(a)$ .

В рамках даного дослідження розглядається вплив випадкової зміни топології електричної мережі, пов'язаної з плановим або аварійним виводом з експлуатації СТ на ризики порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах електрообладнання, зокрема визначення технічного ризику порушення динамічної стійкості. Необхідно визначити оптимальну послідовність планового, позапланового або аварійного виведення в ремонт або заміни силових трансформаторів. Тобто на інтервалі певного часу у оперативного персоналу існують такі альтернативи аі прийняття рішень:  $a_1, a_2, \dots, a_n$  – вивести з роботи для ремонтного обслуговування або замінити новим СТ<sub>1</sub>, СТ<sub>2</sub>, ..., СТ<sub>n</sub> відповідно.

Оцінку альтернативних рішень необхідно здійснити за наступними критеріями:  $C_1$  – імовірність відмови СТ на інтервалі часу спостереження;  $C_2$  – ризик порушення динамічної стійкості системи при виведенні в ремонт або заміни СТ;  $C_3$  – збитки споживачів внаслідок порушення електропостачання споживачів, витрати на ремонт або повну заміну СТ;  $C_4$  – термін ліквідації наслідків аварійної ситуації і відновлення схеми нормального режиму підсистем ЕЕС. Кількісна оцінка альтернатив за окремими критеріями потребує моделювання СТ для оцінки його технічного стану та імовірності їх відмови, а також аналізу режиму ЕЕС і визначення ризику порушення нормального



режиму при відмовах електрообладнання в умовах планового або аварійного виведення з роботи СТ.

На рис.5.1 представлений розроблений алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

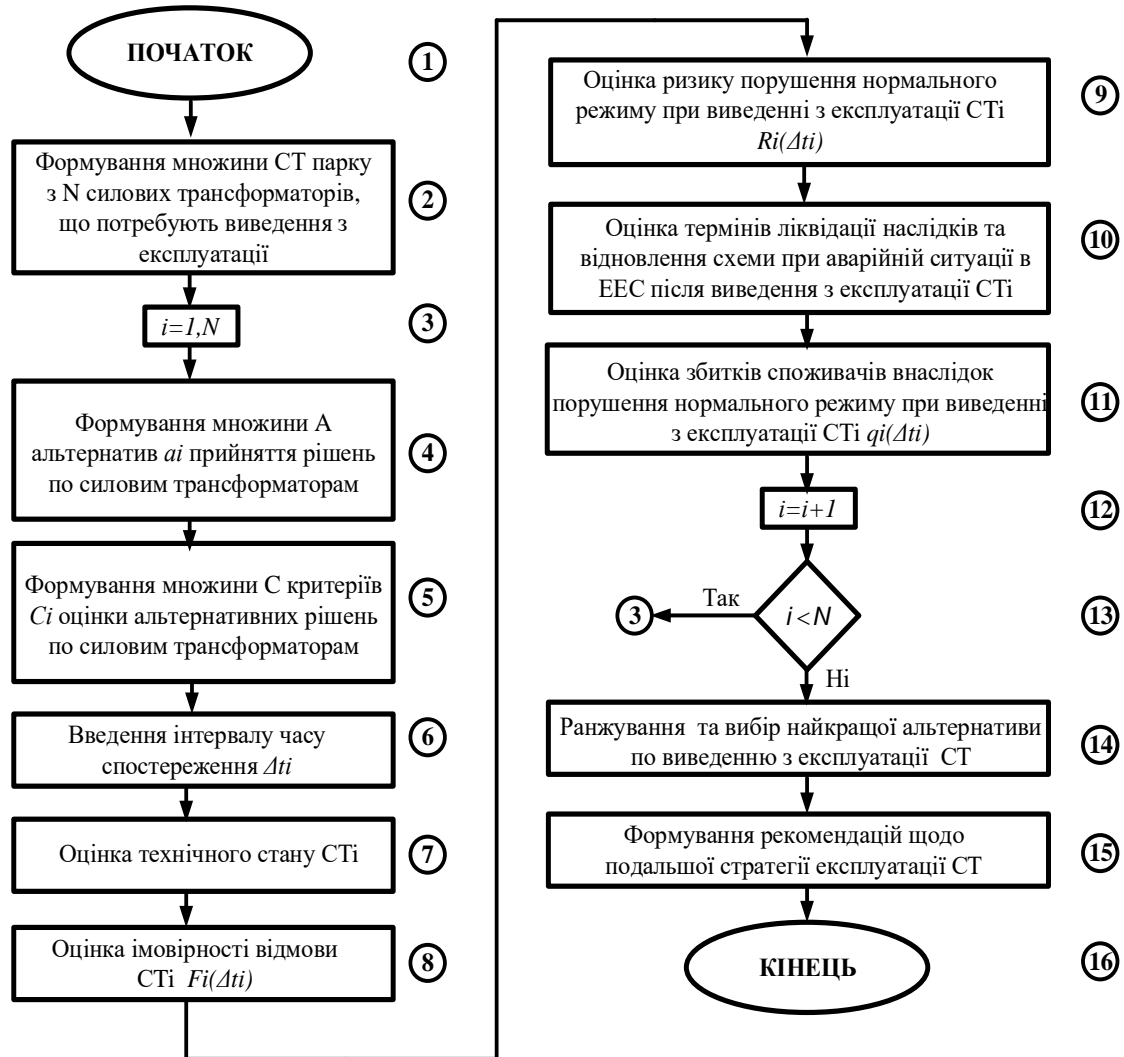


Рис. 5.1 Алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації СТ на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС

Основними перевагами, в частині оцінки ризику відмови СТ, є наступні: беруться до уваги наслідки відмови, як для споживача, так і постачальника електроенергії; враховуються термін експлуатації і клас напруги; імовірність відмови СТ визначається на підставі оцінки технічного стану з урахуванням прогнозованого місця і характеру дефекту. Отримана інформація відносно

можливого стану підсистеми ЕЕС є основою для розробки алгоритму прийняття ефективних рішень щодо стратегії експлуатації силового трансформатора і превентивного управління режимом підсистеми ЕЕС.

Складність застосування результатів оцінки ризику на підприємствах в даний час полягає у відсутності інформації про реальні збитки при порушенні електропостачання споживачів і постачальників електроенергії. З розвитком економічних і правових аспектів ринку електроенергії цей недолік буде менш відчутним.

### **5.3 Комплексне моделювання режимів роботи підсистем ЕЕС для визначення ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації силових трансформаторів**

Наразі як зазначалось важливою задачею є визначення кількісних характеристик оцінки режимної надійності підсистем ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів [162].

Найбільш гнучким показником, який дає можливість отримати інтегральний показник стану ЕЕС і врахувати імовірність відмови електрообладнання, стохастичний режим ЕЕС, можливі сценарії розвитку аварійних ситуацій та їх наслідки, неповноту та неточність інформації є ризик, що являє собою комбінацію імовірності появи події і наслідків її реалізації [163].

Складність оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС на інтервалі часу спостереження в основному виникає при визначенні міри можливості появи події  $q$ , в якості якої часто використовують імовірність, причому оцінка режимної надійності ЕЕС на основі імовірнісного підходу передбачає аналіз аварійних відключень елементів ЕЕС з визначенням імовірнісних характеристик таких подій і їх наслідків [164-166].

У відповідності з вищезазначеним режимну надійність  $N$  функціонування підсистеми ЕЕС будемо оцінювати показником, в якості котрого приймаємо ризик  $R$  зниження надійності електропостачання споживачів, які входять до складу підсистеми

ЕЕС, в результаті порушення нормального режиму:  $N = f(R_1 \dots R_m)$ , де  $R_i$  – ризик зниження надійності при виникненні  $i$ -ої аварійної ситуації,  $N \in [0;1]$ ,  $R_i \in [0;1]$ .

Ризик порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при всіх можливих відмовах обладнання і можливих аварійних сценаріях визначається із співвідношення [165]:

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i) P(H_j | S_i) M_j,$$

де  $L$  – число можливих аварійних сценаріїв;  $K$  – число одиниць обладнання в підсистемі ЕЕС;  $M_j$  – наслідки при виникненні аварійної ситуації;  $P(H_j | S_i)$  – імовірність виникнення конкретної  $j$ -ої аварійної ситуації в результаті відмови  $i$ -го елемента (збурення);  $P(S_i)$  – імовірність відмови  $i$ -го елемента на заданому інтервалі часу  $\Delta t$ .

На заданому інтервалі часу  $\Delta t$  електрообладнання може відмовити внаслідок незадовільного технічного стану, помилкових дій персоналу, дії зовнішніх збурень (вітер, ожеледиця, перенавантаження) та інших факторів.

Якщо на початок інтервалу в момент спостереження  $t_1$  об'єкт мав конкретне значення спрацьованого ресурсу, то імовірність відмови об'єкта  $P(t_1, t_1 + \Delta t)$  на інтервалі часу  $\Delta t$  внаслідок незадовільного стану  $S$  та дії зовнішнього збурення  $C_i$  конкретної інтенсивності визначається

$$P(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - (1 - P(B)) \cdot (1 - P(C_1)) \cdot (1 - P(C_2)) \cdot \dots \cdot (1 - P(C_k)), \quad P(C_i) = P(\beta_i) \cdot P(C_i / \beta_i),$$

де  $B$ ,  $C_i$  – події, які полягають у відмові об'єкта на інтервалі часу внаслідок незадовільного технічного стану та відмові об'єкта з технічним станом  $S$  на інтервалі часу  $\Delta t$  внаслідок дії  $i$ -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності відповідно. Події  $B_i$  і  $C_i$  є сумісними, оскільки відмова об'єкта може виникнути при одночасній появі подій  $B$  та  $C_1, C_2, \dots, C_k$  ( $k$ - число різних зовнішніх збурень, які можуть одночасно виникнути на інтервалі часу  $\Delta t$ );  $P(C_i), P(B), P(\beta_i), P(C_i / \beta)$  – імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу  $\Delta t$

внаслідок дії  $i$ -го зовнішнього збурення конкретної інтенсивності, незадовільного ТС, появи зовнішнього збурення  $\beta_i$  та відмови об'єкта за умовами появи зовнішнього збурення відповідно.

Відмова електрообладнання є випадковою подією, яка розглядається в якості збурення в підсистемі ЕЕС, і виникає у випадковий момент часу  $\tau, 0 < \tau \leq \Delta t$ . Для визначення, яке електрообладнання  $E_i$  відмовить і в який момент часу, проводиться статистичне моделювання події відмови  $i$ -ої одиниці обладнання та часу його виникнення  $\tau_i$  серед множини електрообладнання  $M$ .

Якщо функціонування електрообладнання на інтервалі часу  $\Delta t$  характеризується модифікованою функцією розподілу імовірності безвідмовної роботи  $F(t)$ , то час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається наступним чином [165, 166]: через генератор випадкових чисел (ГВЧ) вибирається випадкове число  $\alpha$  від 0 до 1; отримане число  $\alpha$  піддається процедурі зворотного перетворення  $F^{-1}(\alpha)$  та визначається час відмови об'єкта  $\tau$ ; якщо  $t_1 \leq \tau \leq t_2$ , приймається, що об'єкт відмовив на інтервалі часу  $\Delta t$ ; якщо  $\tau < t_1$  або  $\tau > t_2$ , приймається, що об'єкт не відмовив на інтервалі часу  $\Delta t$ .

Якщо в даній реалізації статистичного моделювання відбулася відмова  $n$  елементів, то вибирається елемент, який має найменший час настання відмови  $\tau = \min\{\tau, i=1, n\}$ .

Визначення імовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу в залежності від наявної інформації виконується на основі двох підходів [167, 168].

Підхід 1. Для одиниці електрообладнання відома генеральна функція розподілу імовірності відмови  $F(t)$ . В цьому випадку схема статистичного моделювання організується наступним чином.

Для одиниці електрообладнання відома функція розподілу імовірності відмови  $F(t)$ , яка отримана на основі аналізу статистичних даних щодо функціонування обладнання даного типу, класу напруги та потужності [167]. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, в тому числі і вплив навколишнього середовища.

Дані функції розподілу імовірності відмов електрообладнання можна використовувати для отримання приблизної оцінки імовірності виникнення події відмови окремої одиниці електрообладнання, зокрема для СТ, яка уточнюється з врахуванням історії його функціонування, рівня відновлення ресурсу після ремонту, залишкового ресурсу до моменту спостереження, наявності дефектів і інших факторів [134].

Підхід 2. Для СТ та іншого електрообладнання ЕЕС на основі спостережень відомі зміни діагностичних параметрів у часі. В даному випадку найбільш доцільним є використання відповідних математичних моделей прогнозування змінення технічного стану і залишкового ресурсу одиниць електрообладнання [78,130,168] з допомогою яких можливо визначити термін виходу діагностичного параметра за допустимі межі або імовірності параметричної відмови в будь-який момент часу на інтервалі часу спостереження  $\Delta t$ . Крім того з використанням отриманих в роботі лінгвістичних моделей оцінки технічного стану СТ можливо отримати ризик відмови на інтервалі часу спостереження  $\Delta t$ .

Точність результатів визначення імовірнісної складової ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при використанні як аналітичного методу так і методу статистичного моделювання в значній мірі визначається адекватністю використовуваних інтегральних функцій розподілу імовірності відмов  $F(t)$  конкретних одиниць електрообладнання аналізуємої ЕЕС [134]. Практика експлуатації показує, що одержати ретроспективні дані по відмовам конкретної одиниці електрообладнання дуже важко внаслідок недосконалої існуючої системи моніторингу стану електрообладнання і інших причин [134, 168]. В якості базової залежності між відмовами електрообладнання і терміном їх експлуатації як зазначалось доцільно взяти ці залежності для всієї сукупності елементів енергосистеми даного виду обладнання [169], або адаптований до реальних умов експлуатації варіант (якщо це можливо) для конкретної одиниці обладнання [167]. Для основних одиниць силового електрообладнання ЕЕС (силові трансформатори і автотрансформатори, синхронні генератори і асинхронні двигуни), комутаційного електрообладнання, на основі статистичних даних по відмовах на

інтервалі напрацювання від 1 до 40-50 років було визначено та перевірено у відповідності з критерієм узгодженості Пірсона  $\chi^2$  – квадрат [134] види функцій розподілу  $F(t)$  на всіх ділянках напрацювання, а також визначено параметри функцій розподілу на основі використання методів найменших квадратів та максимальної правдоподібності.

Математична модель і алгоритм оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання докладно описані в [4, 169]. Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС в розробленому математичному і програмному забезпеченні за допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності її елементів, і змінням навантаження на розрахунковому заданому інтервалі часу (квартал, рік).

При цьому, для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, оцінюється можливість нормального режиму функціонування шляхом розрахунку перехідного і післяаварійного усталеного режиму та визначення поточкорозподілу і інших важливих параметрів. Навантаження представлено як детермінованою, так і імовірнісною моделлю, що враховує випадковий характер змінення електроспоживання. Генеруюча потужність відповідних джерел генерації може визначатись: за результатами торгів на ринку електроенергії, розподілу навантажень між джерелами або в результаті оптимізації загальносистемних витрат на паливо на електростанціях. Вихідними даними для моделювання процесу зміни станів ЕЕС є імовірності працездатного і непрацездатного станів елементів. Розглянутий алгоритм визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах електрообладнання представлено для випадку коли множина аварійних ситуацій складається з однієї події: порушення динамічної стійкості ЕЕС. В Додатку Е наведено результати розрахунку ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання ЕЕС України на інтервалі часу  $\Delta t = 1$  рік. Розрахунок імовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (високовольтних вимикачів, силових трансформаторів і ліній електропередачі) для дослідної розрахункової схеми було виконано за допомогою

розробленого програмного забезпечення із використанням алгоритму імовірнісно-статистичного моделювання.

Для підтвердження ефективності розроблених в роботі методу, математичних моделей було проведено розрахунки та аналіз результатів прийняття рішень щодо експлуатації силових трансформаторів в ЕЕС. На рис.5.2 представлена синтезована тестова 6-ти машинна схема підсистеми ЕЕС, яка містить 5 потужних силових масляних трансформаторів  $CT_1$ - $CT_5$  з різними термінами експлуатації.

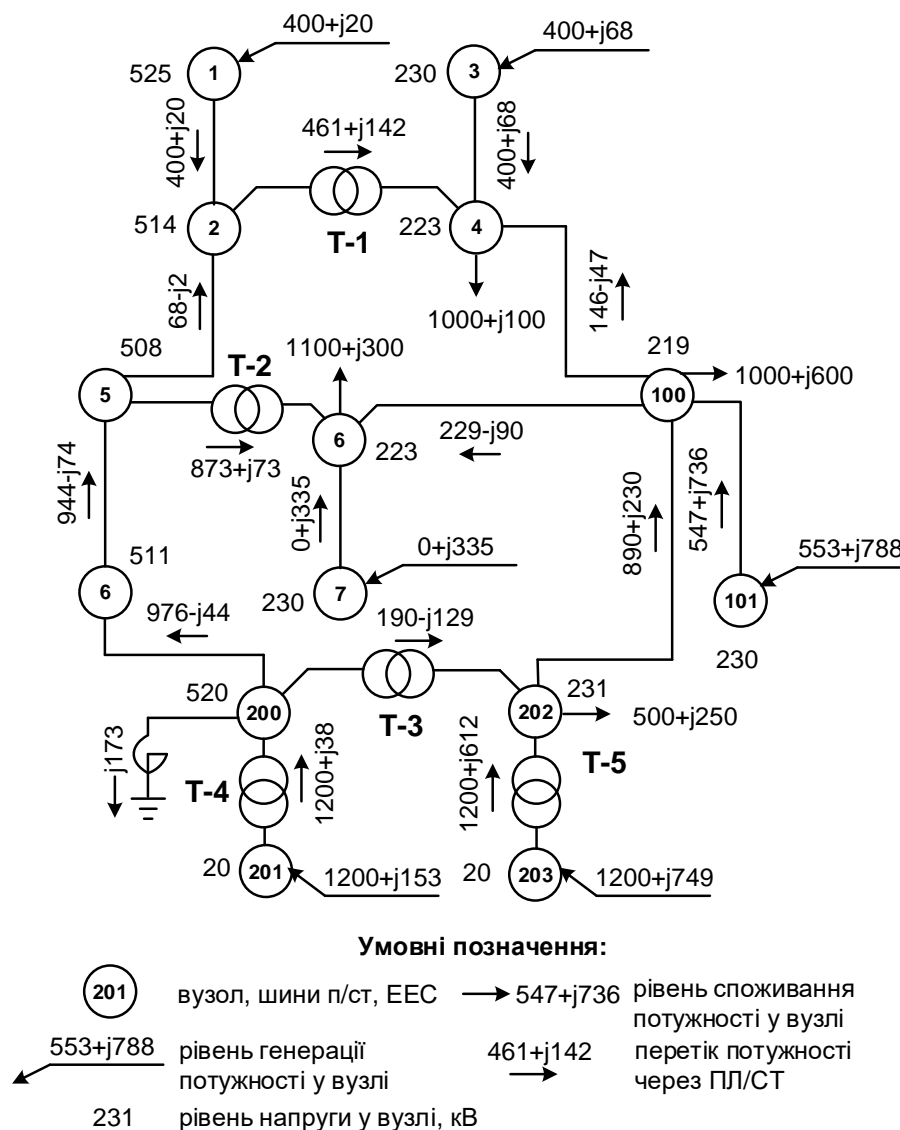


Рис. 5.2 Розрахункова схема тестової моделі ЕЕС

Режимні параметри тестової схеми змінюються в таких діапазонах: напруга у вузлі № 101 змінюється в діапазоні  $[0,95;1,05]$  Уном; потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах: № 4  $P=[860,\dots,1060]$  МВт,  $Q=[450,\dots,550]$  МВАр;

№ 6:  $P=[540...660]$  МВт,  $Q=[180,...,220]$  МВАр; № 100:  $P=[585,...,715]$  МВт,  $Q=[380,...,470]$  МВАр; № 202:  $P=[900,...,1100]$  МВт,  $Q=[580,...,720]$  МВАр. Активні потужності у вузлах генерації приймаються незмінними і дорівнюють: № 1:  $P=400$  МВт; № 3:  $P=400$  МВт; № 7:  $P=0$  МВт (синхронний компенсатор); № 201:  $P=1200$  МВт; № 203:  $P=1200$  МВт.

За результатами діагностування силових трансформаторів з використанням запропонованих математичних моделей СТ в [7] не було ідентифіковано дефектів з суттєвим розвитком. Разом з цим, великий рівень загального спрацьованого ресурсу СТ зі значним терміном експлуатації СТ збільшує ризик відмови СТ. Імовірності відмови СТ на інтервалі часу спостереження, визначені з використанням базових функцій розподілу імовірності відмов, адаптованих до реальних умов експлуатації експертним оцінюванням інтенсивності відмов  $\lambda(\Delta t)$ , які наведені в Додатку Ж. За результатами ранжування СТ на інтервалі часу спостереження  $\Delta t=3$  місяці СТ<sub>3</sub> має найбільшу імовірність відмови  $F(\Delta t)=0,9981289$ .

В Додатку Ж приведені результати статистичного моделювання режиму роботи тестової схеми ЕЕС у вихідному стані для оцінки ризику порушення динамічної стійкості при відмовах електрообладнання для різних сезонних навантажень на I–IV інтервалах часу спостереження. На рис. 5.3 показана гістограма розподілу впливу відмови елементів тестової схеми на загальний ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження.

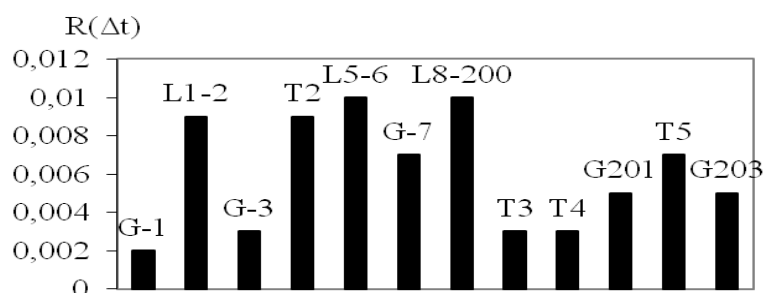


Рис. 5.3 Гістограма розподілу впливу відмови елемента тестової схеми на ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження

Аналіз гістограми рис. 5.3 показує, що в нормальному вихідному режимі загальний ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу



спостереження складає відповідно  $R(\Delta t)=0,0078$  в. о. Найбільший внесок в ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження вносять відмови повітряних ліній електропередач L1–2, L5–6, L8–200 та силовий трансформатор СТ<sub>2</sub>.

Результати розрахунків кількісних характеристик ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС після виведення з експлуатації по черзі силових трансформаторів СТ<sub>1</sub>–СТ<sub>5</sub> в режимі проходження графіка навантаження підсистеми ЕЕС наведено в табл.5.2.

Таблиця 5.2

Аналіз характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації СТ

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	СТ <sub>1</sub>	СТ <sub>2</sub>	СТ <sub>3</sub>	СТ <sub>4</sub>	СТ <sub>5</sub>
1. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R_{DU}$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I	0,635	0,281	0,117	0,134	0,162
II	0,105	0,145	0,088	0,143	0,127
III	0,080	0,133	0,085	0,143	0,116
IV	0,271	0,151	0,104	0,134	0,151
2. Ризик порушення електропостачання споживача $R_{PE}$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I	0,025	0,02	0,018	0,005	0,004
II	0,011	0,008	0,001	0,001	0,001
III	0,010	0,07	0,003	0,001	0,001
IV	0,019	0,012	0,014	0,006	0,005

Аналіз отриманих результатів (табл.5.2), наприклад для силового трансформатора СТ<sub>1</sub>, показує, що виведення з експлуатації на I інтервалі часу характеризується високим рівнем загального ризику порушення динамічної стійкості енергосистеми  $R(\Delta t)=0,635$ . Результати моделювання ранжування виводу СТ з експлуатації за критеріями  $C_1$ – $C_4$  оцінки альтернативних рішень для I–IV інтервалів часу спостереження представлені в Додатку Ж. В якості прикладу для обґрунтування прийняття оптимальних рішень щодо послідовності виведення з експлуатації СТ представлено результати моделювання режиму ЕЕС на IV інтервалі часу спостереження.

З використанням методу Сааті та результатів експертного оцінювання важливості критеріїв визначимо вагові коефіцієнти важливості критеріїв на базі наступної системи переваг для IV інтервала часу спостереження експлуатації:  $C_2$  домінує над  $C_1$  з інтенсивністю  $b_{21}=5$ ;  $C_2$  домінує над  $C_4$  з інтенсивністю  $b_{24}=7$ ;  $C_3$  домінує над  $C_1$  з інтенсивністю  $b_{31}=9$ ;  $C_4$  домінує над  $C_3$  з інтенсивністю  $b_{43}=3$ ;  $C_1$  домінує над  $C_4$  з інтенсивністю  $b_{14}=2$ .

За сформованими співвідношеннями отримано матрицю парних порівнянь та визначено власні числа матриці:

$$A = \begin{bmatrix} b_{11} & 1/b_{21} & b_{13} \\ b_{21} & b_{22} & 1/b_{23} \\ 1/b_{31} & b_{32} & b_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1/2 & 7 \\ 2 & 1 & 1/3 \\ 1/7 & 3 & 1 \end{bmatrix}; \lambda_1 = 5,087; \lambda_{2,3} = -1,044 \pm j \cdot 3,087.$$

Система рівнянь для визначення вагових коефіцієнтів важливості оптимізаційних критеріїв:

$$\begin{cases} (1-5,087) \cdot \omega_1 + 0,5 \cdot \omega_2 + 7 \cdot \omega_3 = 0; \\ 2 \cdot \omega_1 + (1-5,087) \cdot \omega_2 + 1/3 \cdot \omega_3 = 0; \\ \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0. \end{cases}$$

Отриманий вектор вагових коефіцієнтів оптимізаційних критеріїв має вигляд  $\Omega = [\omega_1, \omega_2, \omega_3] = [0,483; 0,253; 0,264]$ .

На основі отриманих переваг будуються згортки  $\mu_{R_k}(a_k^{CT}, a_l^{CT})$ ,  $k, l = \overline{1,5}$ , причому елементи  $r_{ij}^k$  будемо визначати у відповідності з правилами

$$r_{ij}^k = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i\text{-а альтернатива краще } j\text{-ї за } k\text{-м критерієм;} \\ 0, & \text{якщо альтернативи однакові за перевагою або} \\ i\text{-а альтернатива гірша } j\text{-ї за } k\text{-м критерієм.} \end{cases}$$

Для визначення оптимального рішення в межах розглядаємого терміну експлуатації СТ і ЕЕС виконаємо ранжування альтернатив  $A$  за критеріями  $C$  з використанням показників  $\succ$  – «краще»;  $\prec$  – «гірше»;  $\sim$  – «рівноцінно».

$$\mu_{R_1}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{CT} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{CT} & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{CT} & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \mu_{R_2}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_2^{CT} & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_3^{CT} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_4^{CT} & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ a_5^{CT} & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mu_{R_3}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{CT} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{CT} & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{CT} & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \mu_{R_4}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_2^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_3^{CT} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ a_4^{CT} & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ a_5^{CT} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення першої згортки  $\mu_{Q_1}(a_k, a_l) = \min_{j=1, m} (a_k, a_l)$ ,  $k, l = \overline{1, m}$

$$\mu_{Q_1}(a_k^{CT}, a_l^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^{CT} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^{CT} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_4^{CT} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_5^{CT} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення множини недомінуючих альтернатив за  $Q_1$  та другої згортки

$$\mu_{Q_2}(a_i, a_j) = \sum_{j=1}^m \omega_j \cdot \mu_j(a_i, a_j), \sum_{i=1}^n \omega_i = 1, \omega_i > 0, j = \overline{1, n}:$$

$$\mu_{Q_1}^{HD}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i, a_j) - \mu_{Q_1}(a_j, a_i)) = (1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1).$$

$$\mu_{Q_2}(a_i^{CT}, a_j^{CT}) = \begin{pmatrix} & a_1^{CT} & a_2^{CT} & a_3^{CT} & a_4^{CT} & a_5^{CT} \\ a_1^{CT} & 1 & 0,6273 & 0,5393 & 0,5393 & 0,5393 \\ a_2^{CT} & 0,5778 & 1 & 0,5393 & 0,5393 & 0,5393 \\ a_3^{CT} & 0,6658 & 0,6658 & 1 & 0,6658 & 0,6658 \\ a_4^{CT} & 0,4606 & 0,4606 & 0,3341 & 1 & 0,6658 \\ a_5^{CT} & 0,4606 & 0,4606 & 0,3341 & 0,3341 & 1 \end{pmatrix}.$$

Визначення множини недомінуючих альтернатив за  $Q_2$ :

$$\mu_{Q_2}^{HD}(a_i^{CT}) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i^{CT}, a_j^{CT}) - \mu_{Q_2}(a_j^{CT}, a_i^{CT})) = (0,8734 \quad 0,8735 \quad 1 \quad 0,6682 \quad 0,6673).$$

Визначення найкращого рішення по згортках  $Q_1^{HD} \cap Q_2^{HD}$ :

$$\mu^{HD}(a_i^{CT}) = \sup_{a \in A} \mu^{HD}(a_i^{CT}) = (0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0).$$

Результати моделювання визначення оптимального варіанту рішення виводу СТ з експлуатації за критеріями  $C_1$ – $C_4$  оцінки альтернативних рішень для I–IV інтервалів часу спостереження представлені в табл.5.3.

Таблиця 5.3

Результати визначення найкращої альтернативи виведення з експлуатації СТ  $\mu_Q^{HD}(a_i)$  на заданому інтервалі спостереження  $\Delta t=3$  міс.

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5
I інтервал	0	0	1,0	0,57534	0
II інтервал	0	0	1,0	0,50534	0,50531
III інтервал	1,0	0	0,54937	0	0
IV інтервал	0	0	1,0	0	0

Найефективнішим превентивним рішенням по зниженню ризику порушення динамічної стійкості буде альтернатива  $a_3^{CT}$  зі ступеню  $\mu_Q(a_3^{CT})=1,0$ , що рекомендує вивести СТ з експлуатації. Найефективнішим превентивним рішенням на III інтервалі часу спостереження по зниженню ризику порушення динамічної стійкості буде альтернатива  $a_4^{CT}$  зі ступеню  $\mu_Q(a_4^{CT})=1,0$ , що рекомендує вивести СТ<sub>4</sub> з експлуатації, а на інших домінує виведення СТ<sub>3</sub> з експлуатації.

Проведений порівняльний аналіз розрахунків динамічної стійкості енергосистеми при виведенні з експлуатації розглянутих силових трансформаторів по запропонованому комплексному підходу підтвердив співпадання з характеристиками аварійних ситуацій, що виникали при реальній експлуатації електричних мереж енергокомпанії України.

## Висновки по 5 розділу

1. Проведено аналіз сучасних підходів щодо розробки методів і моделей оптимізації ТОіР, які знайшли найбільше застосування у вітчизняній та світовій практиці. Встановлено,

що існуючі найбільш досконалі підходи планування та оптимізації ТОіР ґрунтуються зазвичай на врахуванні фактичного технічного стану СТ, що визначається за допомогою засобів технічної діагностики, визначенні інтегрального ризику відмови та наслідків їх відмови, пов'язаних з виконанням або невиконанням ТОіР. Разом з цим вони не враховують при прийнятті рішень щодо пріоритету планового або аварійного виведення з експлуатації СТ, схемно-режимні умови роботи та ризику порушення нормального режиму і функціонування, можливого каскадного розвитку аварій зі значними технічними і економічними збитками. Обґрунтовано необхідність застосування комплексного підходу для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при виведенні з експлуатації силових трансформаторів, що полягає у поєднанні визначення ризику відмови СТ в умовах невизначеності інформації, зовнішніх збурень із статистичним моделюванням режимів підсистем ЕЕС.

2. Розроблено метод визначення пріоритету вибору і прийняття рішень щодо виведення з експлуатації силових трансформаторів з врахуванням технічного стану силових трансформаторів та імовірності його відмови для зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

3. Проведене комплексне моделювання режиму ЕЕС і технічного стану силових трансформаторів для прийняття рішень щодо визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів підтверджує прийнятну ефективність застосованого підходу при складанні графіків технічного обслуговування силових трансформаторів, що дозволяє прогнозувати технічний стан електрообладнання і режими роботи ЕЕС.

4. На основі отриманих результатів дисертаційних досліджень створене програмне забезпечення, яке дозволяє визначати кількісні показники ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС та знеструмлення системи ВП електростанцій за умов аварійних збурень в ЕЕС, неповних статистичних даних по відмовам та виведення з експлуатації СТ. Це в свою чергу дає можливість здійснювати оптимальний розподіл ресурсів між підрозділами ЕЕС, приймати превентивні економічні і технічні рішення щодо підвищенню надійності, безпеки експлуатації та зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання, що полягає в розробці і удосконаленню методів та математичних моделей силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів в умовах невизначеності вихідної інформації. В роботі отримані наступні наукові, практичні висновки і результати.

1. Проведений аналіз умов функціонування та статистики пошкоджуваності силових трансформаторів дозволив встановити існування стійкої тенденції до підвищення аварійності і важкості режимів, внаслідок значного рівня зношеності і вичерпання ресурсу функціонування силових трансформаторів, недостатністю наявних систем моніторингу та обмеженості фінансових ресурсів для їх заміни, що потребує забезпечення ефективної діагностування та прийняття оптимальних рішень щодо стратегії їх експлуатації. На основі аналізу існуючих методів оцінки технічного стану встановлено, що найбільш ефективним методом діагностування технічного стану без виведення з експлуатації є хроматографічний аналіз розчинених газів. Дослідження підходів щодо інтерпретації результатів хроматографічного аналізу розчинених газів показало доцільність застосування лінгвістичного моделювання для ідентифікації дефектів в силових трансформаторах на основі теорії нечітких множин.

2. Удосконалено лінгвістичну математичну модель силових трансформаторів для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів, що ґрунтується на обробці діагностичної інформації на основі теорії нечітких множин та дозволяє ідентифікувати найбільш характерні типи дефектів, що розвиваються в силових трансформаторах без виведення з експлуатації.

3. На основі проведеного аналізу методів ідентифікації параметрів лінгвістичних моделей при розрахунково-експериментальних дослідженнях встановлено, що найбільш прийнятним методом, який забезпечує найменшу

похибку ідентифікації оптимальних значень функцій належності лінгвістичної моделі є метод нелінійної оптимізації. Проведене лінгвістичне моделювання оцінки технічного стану силових трансформаторів за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів для однотипних силових трансформаторів підтверджує високу достовірність розпізнавання (до 97%) як факту наявності або відсутності дефекту, так і його види.

4. Удосконалено лінгвістичну математичну модель силових трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при збуреннях в зовнішній електричній мережі.

5. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів, який на відміну від існуючих ґрунтується на врахуванні технічного стану, рівня надійності силових трансформаторів ЕЕС, і дозволяє мінімізувати ризик порушення нормального режиму при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

6. Розроблено комплексний підхід для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів, який ґрунтується на визначенні ризику відмови силових трансформаторів на основі оцінки технічного стану та імовірісно-статистичному моделюванні режимів ЕЕС в умовах невизначеності інформації щодо параметрів технічного стану і режиму підсистем ЕЕС.

7. На основі проведених в роботі досліджень створені програмні комплекси для оцінки технічного стану, ризику відмови силових трансформаторів за наявності дефекту та збуреннях в зовнішній електричній мережі, а також визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, що містять потужні підприємства-споживачі та електростанції з системою власних потреб, які підтвердили адекватність удосконалених математичних моделей і правильність прийнятих рішень щодо подальшої стратегії експлуатації силових трансформаторів та ведення режиму підсистеми ЕЕС в цілому.

8. Отримані результати в дисертаційній роботі перевірено на реально функціонуючих електроенергетичних об'єктах та впроваджено у ТОВ УК «Метрополія», ВАТ «Київхімволокно», а також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентноспроможність»: схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. №605. С. 66.
- 2 Бардик Є. І., Костерев М. В., Вожаков Р. В., Болотний М. П. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2012. №2. С. 83–87.
- 3 Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2013. С. 189–198.
- 4 Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2014. №39. С. 13–20.
- 5 Бардик Є. І., Болотний М. П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. Кременчук, 2015. №5(94). С. 56–64.
- 6 Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2016. С.105–109.
- 7 Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2017. Vol. 6/8 (90). P. 4–10.

- 8 Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. Київ, 2017. №6(116). С. 27–37.
- 9 Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. Vol. 3/8 (93). P. 6–15.
- 10 Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. Vol. 6/8 (96). P. 6–16.
- 11 Назарычев А. Н., Андреев Д. А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования: монография. Иваново: ИГЭУ, 2005. 224 с.
- 12 Коваль Г. Ф., Сеннова Е. В., Чельцов М. Б. и др. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. Новосибирск: Наука, Сибирское предприятие РАН, 1999. 434 с.
- 13 Львов М. Ю. Об оценке состояния силовых трансформаторов с длительным сроком эксплуатации. *Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования*. Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2000. №11. С. 264–268.
- 14 Могузов В. Ф., Конов Ю. С., Хубларов Н. Н. Основные вопросы контроля обеспечения стойкости мощных трансформаторов при коротких замыканиях. *Электрические станции*, 1981. № 3. С. 37–40.
- 15 Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Неклепаев Б. Н., Антипов К. М., Сурба А. С., Чичинский М. И. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации. *Электрические станции*, 2001. №9. С. 53–58.

- 16 IEC 60599. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
- 17 IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformer ANSI/IEEE: Standard C57.104.TM 2008, 2008. 15 p.
- 18 Suna H. C. A review of dissolved gas analysis in power transformers. *Energy Procedia*, 2012. Vol. 14. P. 1220–1225.
- 19 Duval M. Smart Grid Monitoring of Transformers by DGA. CIGRE Thailand Bangkok, 2013. 67 p.
- 20 СОУ-Н ЕЕ 46.501: 2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених в ізоляційному маслі. [Чинний від 01.03.2007]. Київ, 2007. 92 с.
- 21 СОУ 40.1-21677681-07: 2009 "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації" [Чинний від 2009-03-27]. Слов'янськ: ДонОРГРЕС, 2009. 112 с.
- 22 ГДК 34.20.507-2003 "Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Правила" [Чинний від 2007-04-15]. Львів: ЛьвівОРГРЕС, 2003. 597 с.
- 23 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-104: 2014 "Методики оцінки технічного стану силових трансформаторів напругою від 35 кВ до 750 кВ" [Чинний від 2013-01-09]. Львів: ЛьвівКБ, 2014. 52 с.
- 24 СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 "Норми випробувань електрообладнання" [Чинний від 2007-04-15]. Харків, 2009. 278 с.
- 25 Неклепаев Б. Н., Востросаблин А. А. Оценка численных характеристик риска при принятии решений в электроэнергетике. Электрические станции, 2000. №5. С. 40–44.
- 26 Хохлов Н. В. Управление риском. Москва: ЮНИТА – ДАНА, 1999. 239 с.

- 27 Eto J., Koomey J., Lehman B. et al. Scoping study on Trends in the Economic Value of Electric Reliability to the US Economy. California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2001. 148 p.
- 28 Лесных В. В., Тимофеева Т. Б. Энергетические аспекты стратегических рисков. Стратегические риски развития России. Оценка и прогноз. Москва: ИЭ РАН, 2010. 276 с.
- 29 Сабарно Л. Р. Дослідження впливу експлуатаційних та метеорологічних факторів на рівень ушкоджуваності та стан ізоляції розподільних мереж. Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК, 2016. № 2 (5). С. 15-17.
- 30 Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. New York: John Wiley and Sons, 2005. 325 p.
- 31 Escalera A., Hayes B., Prodanović M., A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. Vol. 91. P. 344–357.
- 32 McDonald J. D. F., Pal B. C. Representing the risk imposed by different strategies of distribution system operation. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006. P. 1–17.
- 33 Zhao L., Mao T., Xu W., Luan J., Wu J., Qi G. A Review of Risk Assessment Methods for Power System. *2017 3<sup>rd</sup> International Conference on Mechanical, Electronic and Information Technology Engineering*, 2017. P. 886–891.
- 34 Воропай Н. И. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах. Новосибирск: Из-во СО РАНЮ, 2011. 303 с.
- 35 Reliability concepts in bulk electric power systems. New York: North American Electric Reliability Council, 1985. 28 p.
- 36 Rosero-Z L., Pavas A., Durán I. C. Analysis of Maintenance in Transformers Based on a Fuzzy Logic Method. *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition*, 2018. P. 1–5.

- 37 Nordgård D. E., Sand K., Wangensteen I. Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. *Proceedings of the European Safety and Reliability Conference*, 2009. P. 429–436.
- 38 Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надежности систем электроснабжения. Москва: Энергоатомиздат, 1981. 224 с.
- 39 Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
- 40 Биллитон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
- 41 Конюхова Е. А., Киреева Э. А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. Москва: НТФ Энергопрогресс, 2001. 92 с.
- 42 Wallnerström C., Hilber P., Stenberg S. Asset management framework applied to power distribution for cost-effective resource allocation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2014. Vol. 24(12). P. 1791–1804.
- 43 Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения. Новосибирск: Наука, 2006. 205 с.
- 44 Zima M., Andersson G. On security criteria in power systems operation. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005. Vol. 3. P. 3089–3093.
- 45 Непомнящий В. А. Экономико математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей. *Электричество*, 2011, №2. С. 5–16.
- 46 Кузьмин Я. Ф. Методы расчетов надежности электроснабжения, учитывающие случаи развития аварий. *Изв. вузов. Энергетика*, 1962, № 1. С. 30–36.
- 47 Ciapessoni E., Cirio D., Pitto A. Cascadings in large power systems: Benchmarking static vs. time domain simulation. *2014 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2014. P. 1–5.

- 48 Воропай Н. И., Батт Ундрал Б. Методы обеспечения эффективности и надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, 442 с.
- 49 Karki R., Billinton R., Verma A. K. Reliability Modeling and Analysis of Smart Power Systems. Springer India, 2014. 195 p.
- 50 Vitorino R. M., Neves L. P., Jorge H. M. Network reconfiguration to improve reliability and efficiency in distribution systems. IEEE Bucharest Power Tech. Conference, 2009. P. 1–7.
- 51 Pregelj A., Begovic M., Rohatgi A., Novosel D. On optimization of reliability of distributed generation enhanced feeders. 36th Hawaii Int. Conference on System Sciences, 2003. P. 1–6.
- 52 Carpaneto E., Chicco G., Prunotto A. Reliability of reconfigurable distribution systems including distributed generation. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. P. 1–6.
- 53 Северцев Н. А. Надежность сложных систем в эксплуатации и обработке. Москва: Высшая школа, 1989. 432 с.
- 54 Шепилов О. Н., Домышев А. В., Осак А. Б. Алгоритмы и программы анализа режимной надёжности ЭЭС при множественных отказах с учётом срабатывания противоаварийной автоматики. *Научно-технический и производственный журнал «Проблемы энергетики»*, 2008. №11-12/I. С. 70–178.
- 55 Бондаренко А. Ф., Герих В. П. О трактовке критерия надёжности n-1. Электрические станции, 2005. № 6. С. 40–43.
- 56 СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. [Чинний від 21.10.2012]. Київ, 2012. 29 с.
- 57 Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Области использования и приемы применимости критерия N-I при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. Иркутск: ЖЭМ ССОРАН-№6, 1999. 68 с.

- 58 Li W. Framework of probabilistic power system planning. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2015. Vol. 1(1). P. 1–8.
- 59 Биллингтон Р., Аллан Р. Н. Оценка надежности электроэнергетических систем. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 318 с.
- 60 Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
- 61 Алексеев Б. А. Системные аварии и меры по их предупреждению. *Электричество*, 2004, №4. С. 78–83.
- 62 Ситников В. Ф., Скопинцев В. А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации. *Электричество*, 2007. №11. С. 9–15.
- 63 Лежнюк П. Д., Гунько І. О. Забезпечення оптимального керування нормальними режимами ЕЕС шляхом підвищення надійності високовольтних вводів. *Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут"*. Київ, 2014. № 25. С. 92-100.
- 64 Вдовико В. П. Стойкость к отказу высоковольтного оборудования в условиях эксплуатации. *Электро*, 2011, №1. С. 36–41.
- 65 Вдовико В. П. Методология систем диагностики электрооборудования высокого напряжения. *Электричество*, 2010. №10. С.14–20.
- 66 Кенсицкий О. Г. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография. Киев: НАН Украины, Институт проблем безопасности АЭС, 2009. 240 с.
- 67 Львов М. Ю. Фактор риска при эксплуатации высоковольтных вводов трансформаторов. *Электрические станции*, 1999, №2, С. 46–51.
- 68 Ситников В. Ф., Скопинцев В. А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации. *Электричество*, 2007. №11. С. 9–15.

- 69 Акимов В. А. Надежность технических систем и технологический риск. Москва: “Деловой экспресс”, 2002. 368 с.
- 70 Костерев Н. В. Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме: монография. Київ: Вища школа, 1986. 166 с.
- 71 Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети. Винница, 1999. 320 с.
- 72 Костерев М. В., Бардик Є. І., Літвінов В. В. Нечітко-статистичний підхід оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об’єктів підсистем електроенергетичної системи. Наукові праці ДНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика», Донецьк. 2013, №1(14). С. 122–128.
- 73 Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. *Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика»*, Донецьк. 2011. Вип. 11 (186). С. 199–204.
- 74 Бардик Є. І. Моделювання оцінки ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, Дніпропетровськ. 2014. № 3. С. 82–90.
- 75 Вентцель Е. С. Исследование операций. Москва: Советское радио, 1972. 552 с.
- 76 Kosterev M., Litvinov V. Development of fuzzy statistical method of optimal resource allocation among technical departments of an electric utility company. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2016. Vol. 3/4 (81), P. 20–27.
- 77 Корченко А. Г. Построение систем защиты информации на нечетких множествах. Киев: “МК-Пресс”, 2006. 320 с.
- 78 Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об’єктів електричних систем. Київ: НТУУ “КПІ”, 2010. 132 с.



- 79 Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Москва: Наука, 1976. 280 с.
- 80 Саати Т. Л. Принятие решений. Метод анализа иерархий. Москва: Радио и связь, 1989. 316 с.
- 81 Лесных В. В. Анализ риска и механизмов возмещения ущерба от аварий на объектах энергетики. Новосибирск : Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. 251 с.
- 82 Борщевский М. З., Криворучкий Л. Д. Модель для исследования развития энергетического комплекса страны с учетом фактора надежности. Автоматизация исследований энергетики СЭИ СО АН, 1986. С. 133–147.
- 83 Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. К решению задачи оптимизации послеаварийных режимов в моделях анализа надежности ЭЭС в новых условиях. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 1996. Т. 48. С. 89–97.
- 84 Duval M. A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2002. Vol. 18, № 3. P. 8–17.
- 85 Sherif S., Ghoneim M., Ward A. Sayed. Dissolved Gas Analysis as a Diagnostic Tools for Early Detection of Transformer Faults. Advances in Electrical Engineering Systems, 2012. Vol. 1, № 3. P. 152–156.
- 86 Рыжкина А. Ю. Анализ хроматографических методов диагностики маслонеполненного электрооборудования. *Сборник научных трудов НГТУ*, 2009. № 2(56). С. 147–156.
- 87 Давиденко И. В. Информационные технологии в организации диагностики силового электрооборудования. *Электрика*, 2004. № 7. С. 21–25.
- 88 Захаров А. В. Корреляционные характеристики диагностических параметров газов, растворенных в масле, при нормальном режиме работы трансформатора. НРЭ, 2002. № 1. С. 36–40.

- 89 Левин В. М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию. Промышленная энергетика, 2013. № 8. С. 37–42.
- 90 Левин В. М. Идентификатор состояний маслonaполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов. *Известия вузов Северо-Кавказский регион. Серия «Технические Науки»*, 2014. № 5. С. 22–26.
- 91 Назарычев А. Н., Зеленцов И. Ю. Совершенствование метода хроматографической диагностики развивающихся дефектов в электрооборудовании на основе теории факторного анализа. *Известия ИГЭУ*, 2011. Вып. 1. С. 1–7.
- 92 Левин В. М., Танфильева Д. В. Интеллектуальная диагностика оборудования – компонент активно-адаптивной электрической сети. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2012. №2. С. 272–275.
- 93 Фукунага К. Введение в статистическую теорию распознавания образов. Москва: Наука, 1979. 368 с.
- 94 Башмаков А. И., Башмаков И. А. Интеллектуальные информационные технологии: учебное пособие. Москва: Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. 304 с.
- 95 Беркинблит М. Б. Нейронные сети. Москва: МИРОС и ВЗМШ РАО, 1993. 96 с.
- 96 Гладков Л. А., Курейчик В. В., Курейчик В. М. Генетические алгоритмы: Учебное пособие. Москва: Физматлит, 2006. 320 с.
- 97 Тэрано Т., Асаи К., Сугэно М. Прикладные нечеткие системы. Москва: Мир, 1993. 368 с.
- 98 Штовба С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику: монография. Винница: УНИВЕРСУМ-Винница, 2001. 756 с.
- 99 Хохлов М. В. Устойчивость динамической нейронной сети для оценивания состояния электроэнергетических систем. Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике, 2002. С. 166–169.

- 100 Зайченко Ю. П. Нечеткие модели и методы в интеллектуальных системах: Учебное пособие для вузов. Киев: «Издательский Дом «Слово», 2008. 344 с.
- 101 Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. 736 с.
- 102 Ротштейн А. П., Штовба С. Д. Моделирование надежности человека-оператора с помощью нечеткой базы знаний Сугено. *Автоматика и телемеханика*, 2009, № 1. С. 180–187.
- 103 Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. Москва: Горячая Линия-Телеком, 2006. 452 с.
- 104 Hung T. Nguyen, Nadipuram R. Prasad. Fuzzy Modeling and Control: Selected Works of Sugeno. Boca Raton: CRC Press, 1999. 429 p.
- 105 Костерев Н. В., Бардик Е. И. Нечеткое моделирование электрооборудования для оценки технического состояния и принятия решений о стратегии дальнейшей эксплуатации. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки»*, Київ. 2006. Ч. 3. С. 39–43.
- 106 РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматогафического анализа газов, растворенных в масле. Москва: Издательство: НЦ ЭНАС, 2001. 41 с.
- 107 Wang Z., Liu Y., Griffin P. J. Диагностика трансформаторов с помощью нейронных сетей и экспертных систем. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2000. Vol. 6. № 2. P.50–55.
- 108 Дэвид Г. А. Метод парных сравнений: пер. с англ. Москва: Статистика, 1978. 144 с.
- 109 Yager R. R., Filev D. P. Essentials of Fuzzy Modeling and Control. USA: John Wiley & Sons, 1994. 387 p.
- 110 Khalyasmaa A. I., Dmitriev S. A., Kokin S. E., Glushkov D. A. Defining membership functions in power equipment state assesment problem. 5th

- International conference on power engineering, energy and electrical drives, 2015. P. 115–119.
- 111 Abu-Siada A., Islam S. A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2012. Vol. 19(3). P. 1007–1012.
  - 112 Suna H. C., Huang Y. C., Huang C. M. Fault Diagnosis of Power Transformers Using Computational Intelligence: A Review. *Energy Procedia*, 2012. P. 1226–1231.
  - 113 Meng K. A., Dong Z. Y., Wang D. H., Wong K. P. Self-Adaptive RBF Neural Network Classifier for Transformer Fault Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010. Vol. 25. P. 1350–1360.
  - 114 Chen W., Pan C., Yun Y., Liu Y. Wavelet Networks in Power Transformer Diagnosis using Dissolved Gas Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2009. Vol. 24(1). P. 187–194.
  - 115 Naresh R., Sharma V., Vashisth M. An Integrated Neural Fuzzy Approach for Fault Diagnosis of Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008. Vol. 23(4). P. 2017–2024.
  - 116 Ghoneim S. M., Taha B. M., Elkalashy N. I. Integrated ANN-Based Proactive Fault Diagnostic Scheme for Power Transformers Using Dissolved Gas Analysis. *IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation*, 2016. Vol. 23(3). P. 1838–1845.
  - 117 Malik H., Tarkeshwar V., Jarial R. K. An expert system for incipient fault diagnosis and condition assessment in transformer. *IEEE international conference on computational intelligence and communication systems*, 2011. P. 138–142.
  - 118 Macedo da Silva A. C., Garcez Castro A. R., Miranda V. Transformer failure diagnosis by means of fuzzy rules extracted from Kohonen Self-Organizing Map. *International journal electrical power energy systems*, 2012. Vol. 43(4). P. 1034–1042.

- 119 Кобзарь Л. В. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. Москва: Физматлит, 2006. 814 с.
- 120 Головкин В. А. Нейронные сети: обучение, организация и применение. Москва: Издательство ИПРЖР, 2004. 656 с.
- 121 Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети. Винница: УНИВЕРСУМ-Винница, 1999. 320 с.
- 122 Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction. New York: Springer, 2009. 745 p.
- 123 Елисеева И. И., Юзбашев М. М. Общая теория статистики. Москва: Финансы и статистика, 2002. 256 с.
- 124 Новицкий П. В., Зиграф И. А. Оценка погрешностей результатов измерений Ленинград: Энергоатомиздат, 1991. 304 с.
- 125 Кобец Б. Б., Волкова И. О. SMART GRID как концепция инновационного развития энергетики за рубежом. ЭнергоЭксперт, 2010. №2. С.52–58.
- 126 Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі: досвід і перспективи України. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Спеціальний випуск. Київ, 2011. С.5–19.
- 127 Калявин В. П., Рыбаков Л. М. Надежность и диагностика элементов электроустановок. Санкт-Петербург: Элмор, 2009. 336 с.
- 128 Голоднов Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 88 с.
- 129 Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Жук І. А. Діагностування силових трансформаторів з використанням нечітких множин. Вісник Вінницького політехнічного інституту. Вінниця, 2005. № 1. С. 43–51.
- 130 Штовба С. Д. Проектирование нечётких систем средствами MATLAB. Москва: Горячая линия – Телеком, 2007. 288 с.

- 131 Недосекин А. О. Нечеткий финансовый менеджмент. Москва: Аудит и финансовый анализ, 2003. 76 с.
- 132 Yager R. Families of OWA operators. *Fuzzy Sets and Systems*, 1993. Vol. 59. P. 53–59.
- 133 Недосекин А. О. Нечеткий финансовый менеджмент. Москва: Аудит и финансовый анализ, 2003. 76 с.
- 134 Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія “Електротехніка і енергетика”, Донецьк. 2013, Вип. 1. С.15–22.
- 135 Назарычев А. Н., Андреев Д. А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования. Иваново: ИГЭУ, 2005. 224 с.
- 136 Бондарева В. Н. Анализ методов оценки ресурса бумажной изоляции силовых трансформаторов. *Электроэнергетика*, 2009. N 3. С. 77–84.
- 137 CIGRE Working Group A2.18. Guide for Life Management Techniques For Power Transformers, CIGRE Broschure 227. CIGRE: Paris, France, 2003. 130 p.
- 138 Хренников А. Ю. Некоторые вопросы электродинамических испытаний мощных силовых трансформаторов на стойкость токам КЗ. *Электричество*, 2007. №12. С. 15–18.
- 139 Wilfredo C. Flores, Enrique Mombello, Jose A. Jardini. Fuzzy risk index for power transformer failures due to external short-circuits. *Electric Power Systems Research*, 2009. Vol. 79(4). P. 539–549.
- 140 Востросаблин А. А., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В. Об эффективности мероприятий по ограничению токов короткого замыкания в основных сетях энергосистем. *Известия академии наук – Энергетика*, 2001. №4. С. 60–68.

- 141 Неклепаев Б. Н., Востросаблин А. А. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах. *Электричество*, 1999. № 8. С. 15–23.
- 142 Ушакова А. Д., Востросаблин А. А., Смольянинова Л. Н. Законы распределения уровней токов КЗ в сетях ЭЭС. Труды института МЭИ. Москва, 1988. Вып. 63. С. 47–51.
- 143 Неклепаев Б. Н., Востросаблин А. А. Статистическая вероятность возникновения коротких замыканий в энергосистемах. *Электрические станции*, 1994. №7. С. 51–54.
- 144 Неклепаев Б. Н., Востросаблин А. А. Удельная частота различных видов коротких замыканий. *Электрические станции*, 1992, №4. С. 50–57.
- 145 El-Kady M. A. Probabilistic short-circuit analysis by Monte-Carlo simulations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1983. Vol. 5, P. 1308–1316.
- 146 Шалин А. И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем. Новосибирск: Издательство НГТУ, 2002. 384 с.
- 147 Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход. Москва : Радио и связь, 1988. 392 с.
- 148 Ершов М. С., Скреплев И. В. Модели планирования ремонтов и замен промышленного электрооборудования. *Промышленная энергетика*, 2005. №11. С. 46–51.
- 149 Gertsbakh I. Reliability Theory with Application to Preventive Maintenance. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2000. 219 p.
- 150 Китушин В. Г., Иванова Е. В. Планирование ремонтного обслуживания и замены оборудования электрических сетей с учетом фактора надежности. *Управление техническими системами и технологическими процессами*, 2011. №5. С. 46–51.
- 151 Китушин В. Г. Бык Ф. Л., Шерварли Д. Е. Макродиагностика технического состояния оборудования. Методические вопросы исследования

- надежности больших систем энергетики: сборник научных трудов. Санкт-Петербург: Северная звезда, 2010. Вып. 60. С. 480–486.
- 152 Назарычев А. Н., Андреев Д. А. Определение предельного времени эксплуатации электрооборудования, отработавшего установленный срок службы. Энергосистема: управление, качество, конкуренция. Екатеринбург: Издательство УГТУ-УПИ, 2004. № 12(42). С. 333–337.
- 153 Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния. Иваново: Издательство ИГЭУ, 2002. 157 с.
- 154 Барлоу Р., Прошан Ф. Статистическая теория надежности и испытаний на срок службы. Москва: Наука, 1983. 397 с.
- 155 Endrenyi J. and et al. The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability. A Report of the Probability Application Subcommittee. IEEE Transactions on Power Systems, 2001. Vol. 16, № 4. P. 638–646.
- 156 Давиденко И. В. Методика принятия решения для вывода общего заключения о состоянии силового трансформатора при многоаспектном анализе. Известия вузов: электромеханика, 1998. №2-3. С.91–92.
- 157 Anders G. J., Vaccaro A. Innovations in Power Systems Reliability. Springer-Verlag London, 2001. 361 p.
- 158 Ge H. Maintenance Optimization for Substations with Aging Equipment: A dissertation for the degree of Phd. Lincoln, Nebraska. 2010. 212 p.
- 159 Endrenyi J., Bertling L. Comparison of Two Methods for Evaluating the Effects of Maintenance on Component and System Reliability. IEEE International Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004. P. 307–312.
- 160 Соколов Н. В. Ранжирование состаренного парка силовых трансформаторов по техническому состоянию. Материалы совместного заседания совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УРЦОТ и



- секции «Техническое обслуживание, мониторинг и диагностика электрооборудования». Новосибирск, 2006. С. 7–18.
- 161 Сидельников Л. Г., Седулин А. М., Сыкулев А. Ю. Диагностика силовых трансформаторов без снятия рабочего напряжения. Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы. Екатеринбург, 2010. С. 58–64.
- 162 Папков Б. В. Надежность электроснабжения. Нижний Новгород: НГТУ, 2007. 210 с.
- 163 Ciapessoni E., Cirio D., Grillo S., Massucco S., Pitto A., Silvestro F. Risk-Based Dynamic Security Assessment for Power System Operation and Operational Planning. *Energies*, 2017. Vol.10. P. 1–15.
- 164 Хэнли Э. Дж., Кумато Х. Надежность технических систем и оценка риска. Москва: машиностроение, 1984. 528 с.
- 165 Костерев М. В., Літвінов В. В. Розроблення аналітичного методу оцінювання ризику виникнення аварійної ситуації в енергосистемі. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. Харків, 2015. № 4 (2). С. 44–50.
- 166 Абдурахманов А. М., Мисриханов М. Ш., Шунтов А. В. Влияние продолжительности эксплуатации на отказы в высоковольтных электрических сетях. *Электрические станции*, 2007, №7. С. 59–63.
- 167 Бардик Є. І. Оцінка ризику відмови високовольтних вимикачів з урахування рівня відновлення ресурсу після ремонту. Наукові праці ДНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика», Донецьк. 2013, №2(15). С. 19–26.
- 168 Костерев М. В., Літвінов В. В. Розроблення імовірно-статистичного підходу до визначення слабких підсистем електроенергетичної системи. *ScienceRise*, 2016. Т.12. №2(29). С.46–52.
- 169 Kosterev N. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Preventive risk-management of power system for its reliability increasing. *WSEAS transactions on power systems*, 2015. Vol. 10. P. 251–258.

- 170 Sun H.-C., Huang Y.-C., Huang C.-M. Fault Diagnosis of Power Transformers Using Computational Intelligence: A Review. *Energy Procedia*, 2012. Vol. 14. P. 1226–1231.
- 171 Velasquez R. M. A., Lara J. V. M. Expert system for power transformer diagnosis. 2017 IEEE XXIV International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing, 2017. P. 1–4.
- 172 Ciapessoni E., Cirio D., Pitto A., Kjølle G., Sforza M. An integrated framework for power and ICT system risk-based security assessment. *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013. P. 1–6.
- 173 Shiwen Y., Hui H., Chengzhi W., Hao G., Hao F. Review on Risk Assessment of Power System. *Procedia Computer Science*, 2017. Vol. 109. P. 1200–1205.
- 174 Ciapessoni E., Cirio D., Grillo S., Massucco S., Pitto A., Silvestro F. Operational Risk Assessment and control: A probabilistic approach. *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2010. P. 1–8.
- 175 Sun Y., Cheng L., Ye X., He J. Wang P. Overview of power system operational reliability. 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2010. P. 166–171.
- 176 Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management // 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow, 2008.
- 177 Goerdin S. A. V., Smit J. J., Mehairjan R. P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015. P. 1–5.
- 178 Duarte E., Falla D., Gavin J., Lawrence M., McGrail T., Miller D. et. al. A practical approach to condition and risk based power transformer asset replacement. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 2010. P. 1–4.

- 179 Wang B., Li Y., Watada J. A New MOPSO to Solve a Multi-Objective Portfolio Selection Model with Fuzzy Value-at-Risk. *Lecture Notes in Computer Science*, 2011. P. 217–226.
- 180 Saaty T. L. Decision making with the analytic hierarchy process. *International journal of services sciences*, 2008. Vol. 1(1). P. 83–98.

## ДОДАТОК А

## Лінгвістичне моделювання силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів

Таблиця А.1

Основні паспортні дані силового трансформатора типу ТРДЦН-63000/110

Тип трансформатора	Завод виробник	Заводський номер	Дата випуску	Номінальна напруга обмоток, кВ			Напруга короткого замикання, $U_k$ , %	Струм неробочого ходу $i_h$ , %
				ВН	СН	НН		
ТРДЦН-63000/110-75У1 УН/УН/Д-0-11	-----	----	07.07.1979	115	---	10,5	10,5	0,65

Тип трансформаторного масла в баці:	ТСп(ГОСТ 1021-76)
Тип трансформаторного масла в баці РПН:	
Тип захисту трансформаторного масла:	вільне дихання
Тип пристрою, що здійснює переключення:	
Навантаження, %:	70.0
Температура верхніх шарів масла, $^{\circ}\text{C}$ :	45.0
Погодні умови:	Сонячно
Температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$	25

Відомості про проведення хроматографічного аналізу трансформаторної оливи

Причина проведення випробування:	Планове
Місце відбору масла:	бак

## 1. Критерій ключових (основних) газів (СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006)

Таблиця А.2

Результати виявлення концентрація газів, розчинених в трансформаторній оливі

Зареєстровані гази	Водень ( $\text{H}_2$ )	Метан ( $\text{CH}_4$ )	Ацетилен ( $\text{C}_2\text{H}_2$ )	Етилен ( $\text{C}_2\text{H}_4$ )	Етан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )	Оксид вуглецю ( $\text{CO}$ )	Діоксид вуглецю ( $\text{CO}_2$ )	Кисень ( $\text{O}_2$ )	Азот ( $\text{N}_2$ )
МАі, % об.	0,0005	0,0001	0,00005	0,0001	0,0001	0,002	0,002	-	-
Поява газу в маслі >5*МАі, % об.	0,0025	0,0005	0,00025	0,0005	0,0005	0,01	0,01	-	-
02.06.2010 А, % об.	0,27	0,025	0,024	0,03	0,007	0,002	0,002	-	-

Таблиця А.3

Визначення основного і характерного газів, розчинених в трансформаторній оливі

Зареєстровані гази	Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )	Кисень (O <sub>2</sub> )	Азот (N <sub>2</sub> )
a <sub>i</sub> , % об.	27,0000	2,5000	24,0000	3,0000	1,4000	0,0333	0,0025	-	-
Основні гази*	О	ХГВ	ХГВ	ХГВ	ХГВ	НГ	НГ	-	-

Примітка. \*) О – основний газ з максимальною відносною концентрацією газу; ХГВ – характерний газ з високим вмістом концентрації газу (a<sub>i</sub>>1); ХГМ – характерний газ з малим вмістом концентрації газу (0<a<sub>i</sub><1); НГ – нехарактерний газ (a<sub>i</sub><0,1).

### Інтерпретація результатів вимірювання ХАРГ за критерій ключових газів

Зареєстровано перевищення границі появи Основний газ - водень H<sub>2</sub>. Електричні розряди в маслі. Іскріння та дугові розряди. Перегрівання масла викликаного дуговим розрядом вище 600 °С.

## 2. Критерій граничних концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі (СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006)

Таблиця А.4

Результати визначення відносних концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі

Зареєстровані гази	Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )	Кисень (O <sub>2</sub> )	Азот (N <sub>2</sub> )
Граничні значення, % об.	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,06	0,8	-	-
02.06.2010 A <sub>відн</sub>	27	2,5	24,	3,	1,4	0,0333	0,0025	-	-

Таблиця А.5

Результати визначення швидкості зростання концентрації газів, розчинених в трансформаторній оливі

Зареєстровані гази	Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )	Кисень (O <sub>2</sub> )	Азот (N <sub>2</sub> )
V <sub>абс</sub> , % об./міс.	1,31	0,1228	0,12	0,125	0,025	-0,09	-0,84	-	-
V <sub>відн</sub> , % /міс.	16375	27278	2,39*10 <sup>6</sup>	2500	1250	-450	-494,12	-	-

Таблиця А.6

Результати визначення відношення концентрації характерних пар газів, розчинених в трансформаторній оливі

Найменування пари газів	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub> /CO
Відношення концентрацій пар газів	0,093	0,800	4,286	1,000

### Інтерпретація результатів вимірювання ХАРГ за критерієм граничних концентрацій газів

Перевищення граничних концентрацій газів:	Розряди малої потужності. Ступінь належності=1,00. Неперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціала. Пробій масла між твердими матеріалами.
Зміна відносної швидкості зростання концентрації газів:	Не має

### 3. Критерій відношення концентрацій пар газів (СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006)

Таблиця А.6

Результати визначення відношення концентрації характерних пар газів, розчинених в трансформаторній оливі

Найменування пари газів	$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{CO}_2/\text{CO}$
Відношення концентрацій пар газів	0,093	0,800	4,286	1,000

### Інтерпретація результатів вимірювання ХАРГ за критерієм граничних концентрацій газів

Визначення виду дефекту, що розвивається (тепловий чи електричний):	Прогнозується розряд. Ступінь належності=1,00
Визначення характеру дефекту, що розвивається в трансформаторі	Тверда ізоляція пошкоджена. Ступінь належності=1.00

### 4. Критерій визначення виду дефекту в силовому трансформаторі згідно методики Роджерса

Таблиця А.7

Результати визначення відношення концентрації характерних пар газів, розчинених в трансформаторній оливі

Найменування пари газів	$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
Відношення концентрацій пар газів	0,093	0,080	4,286	0,800

### Інтерпретація результатів вимірювання ХАРГ за критерієм методики Роджерса

Визначення виду дефекту, що розвивається (тепловий чи електричний):	Тривала дія дуги. Ступінь належності=1,00
---	--

## Загальні висновки

№ п/п	Методика інтерпретації результатів вимірювання ХАРГ	Результати інтерпретації результатів вимірювання ХАРГ
1	Критерій ключових (основних) газів	Основний газ - водень Н <sub>2</sub> . Електричні розряди в маслі. Іскріння та дугові розряди. Перегрівання масла викликаного дуговим розрядом вище 600 °С.
2	Критерій граничних концентрацій газів, розчинених в маслі	Розряди малої потужності. Ступінь належності= 1,0. Неперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціала. Пробій масла між твердими матеріалами.
3	Критерій відношення концентрацій пар газів	Прогнозується розряд. Ступінь належності=1,0.
4	Роджерса	Тривала дія дуги. Ступінь належності=1,0.

**6. Рекомендації щодо подальшої експлуатації силового трансформатора**

Для підтвердження дефекту необхідно

Додаткові консультації:

Виключення аварійного ремонту:

Наступний хроматографічний аналіз провести:

Вивести в ремонт.

-  
Наявність дефекту, що швидко розвивається.

4 дні

Хроматографічний аналіз газів, розчинених в маслі

Вимірювання Фактори Рекомендації Результати

Зареєстровані наступні концентрації газів в маслі трансформатора після проведення ХАРГ, % об.

Водень (Н <sub>2</sub> )	Метан (СН <sub>4</sub> )	Ацетилен (С <sub>2</sub> Н <sub>2</sub> )	Етилен (С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub> )	Етан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	Окись вуглецю (СО)	Діоксид вуглецю (СО <sub>2</sub> )
0,27	0,025	0,024	0,03	0,007	0,002	0,002

Дата вимірювання: 02.06.2010    Тип вимірювання: Обрати...    Виконавець випробування (ПІБ): Болотний М.П.

Результати проведення експертизи оцінки технічного стану силового трансформатора за ХАРГ:

1. Критерій граничних концентрацій газів	Розряди малої потужності. Ступінь належності= 1,00 Неперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціала. Пробій масла між твердими матеріалами.
2. Додатковий критерій	Прогнозується розряд. Ступінь належності=1,00
Уточнення характеру дефекту	Тверда ізоляція пошкоджена. Ступінь належності=1,00
3. Методика Роджерса	Тривала дія дуги. Ступінь належності=1,00
4. Критерій швидкості зростання концентрацій газів в маслі	
5. Критерій основних (ключових) газів	Основний газ---водень Н <sub>2</sub> Електричні розряди в маслі. Іскріння та дугові розряди. Пегрівання масла викликаного дуговим розрядом. вище 600 ОС.

Рис. А.1 – Інтерфейс розробленого програмного забезпечення для визначення виду та характеру дефекту за результатами вимірювання ХАРГ

**Приклад 1.** У трансформаторі 2Т ПС «Північна» (ТДТН-40000/110, рік введення в експлуатацію 1980) при черговому ХАРГ за графіком 05.06.1997 визначений наступний склад розчинених у маслі газів (табл. А.9).

Таблиця А.9

## Протоколи ХАРГ 2Т, ПС «Північна»

Дата проведення ХАРГ	Зареєстровані концентрації розчинених газів в трансформаторній оливі, % об.							Завантаження СТ $I_{\text{нннав}}$ , А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
05.12.96	0,0018	0,00056	0,00727	0,00101	0,00022	0,011	0,022	1359
05.08.97	0,0011	0,00078	<b>0,01045</b>	0,00274	<b>0,00236</b>	0,147	0,046	836
13.08.97	0,001	0,00057	0,00642	0,00139	0,00099	0,177	0,039	680

Таблиця А.10

Результати визначення перевищення граничних концентрацій та зміни швидкості зростання концентрації газів

Найменування газів	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
Граничні концентрації газів	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06
Відносні концентрації газів	0,11	0,078	<b>1,045</b>	0,548	<b>2,36</b>	0,184	0,767
Відносна швидкість $V_{\text{відн}}$ , % в міс.	-6,97	6,55	7,29	28,55	<b>162,12</b>	206,06	18,18

Таблиця А.11

## Результати визначення показників критерію відношення пар концентрацій газів

Найменування пар газів	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub> /CO
Критеріальні значення діапазону	0,1 ÷ 3	0,1 ÷ 1	≥ 3	< 5
Розраховані значення відношення пар газів	0,23	0,71	3,81	3,2

**Висновки щодо діагностичної гіпотези по методиці СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 та розробленою методикою.** Згідно отриманих результатів в табл.А.10-А.11 виявлено перевищення граничних значень перевищення граничних значень етилену



і ацетилену з відносною швидкістю вище 15% в місяць. За критеріями СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 прогнозується дефект виду дефект виду «розряд» і «перегрівання» (розряди великої потужності: дугові розряди; іскріння; пробою масла між обмотками або котушками або між котушками на землю), дефектом пошкоджена тверда ізоляція. Повторне проведення ХАРГ 13.08.97 поставлений спочатку діагноз не підтвердило.

Розрахунки за удосконаленою моделлю СТ по результатами ХАРГ від 05.08.1997 дають діагноз «Розряди великої потужності. Ступінь належності= 0,98. Розряди малої потужності. Ступінь належності= 0,02». При повторному аналізі ХАРГ 13.08.97 за запропонованою методикою отримано діагноз «Норма. Ступінь належності= 1,0». Таким чином це відповідає стану СТ - «норма», на основі чого була дана рекомендація виконати наступного проведення ХАРГ за графіком.

**Приклад 2.** У трансформаторі 2Т ПС «Тарасівка» (ТДТН-40000/110, рік введення в експлуатацію 1973) при черговому ХАРГ за графіком 01.07.1996 були зареєстровані наступні концентрації газів (табл.А.12).

Таблиця А.12

### Протоколи ХАРГ 2Т, ПС «Красятічі»

Дата проведення ХАРГ	Зареєстровані концентрації розчинених газів в трансформаторній оливі, % об.							Завантаження СТ ІнавНН, А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
01.07.96	8,9E-4	0,002	<b>0,0179</b>	8,39E-4	<b>0,00132</b>	0,06	0,012	575
27.08.96	0,0012	0,0046	<b>0,0203</b>	0,0026	<b>0,00107</b>	0,061	0,016	1045

Таблиця А.13

### Результати визначення перевищення граничних концентрацій та зміни швидкості зростання концентрації газів

Найменування газів	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
Граничні концентрації газів	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06
Відносні концентрації газів	0,115	0,457	<b>2,03</b>	0,528	<b>1,07</b>	0,0763	0,267
Відносна швидкість V <sub>відн</sub> , % в міс.	15,375	67,632	7,0567	114,77	-9,9681	0,8772	17,544

Таблиця А.14

Результати визначення показників критерію відношення пар концентрацій газів

Найменування пар газів	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub> /CO
Критеріальні значення діапазону	< 0,1	≥ 1	≥ 3	< 5
Розраховані значення відношення пар газів	0,052709	3,973913	7,68	3,81

**Висновки щодо діагностичної гіпотези по методиці СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 та розробленою методикою.** Згідно отриманих результатів в табл. А.13-А.14 виявлено перевищення граничних значень перевищення граничних значень етилену і ацетилену з відносною швидкістю менше 10% в місяць. Для підтвердження результатів ХАРГ наступний аналіз був проведений через 2 місяці 27.08.1996 і також показав перевищення граничних концентрацій C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> і C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>. За критеріями СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 прогнозується дефект виду дефект виду «Перегрів»: термічний дефект високої температури (гаряча точка в осерді; перегрів міді через вихрових струмів, поганих контактів; циркулюючі струми в осерді або баку), дефектом пошкоджена тверда ізоляція. Розрахунки за удосконаленою моделлю СТ повністю підтверджують результати оцінки ТС СТ в експлуатації і дають діагноз «термічний дефект високої температури. Ступінь належності= 1,0.». Розрахунки за запропонованою удосконаленою моделлю СТ по результатами обох аналізів прогнозується розвивається дефект виду «Перегрівання. Ступінь належності = 1,0.». Повторний аналіз також підтвердив наявність дефекту виду «перегрівання».

**Приклад 3.** У трансформаторі 2Т ПС «Обухів» (ТДТН-25000/110, рік вводу в експлуатацію 1986) при черговому ХАРГ за графіком 06.03.2003 зареєстровані наступні концентрації газів (табл. А.15).

Таблиця А.15

### Протоколи ХАРГ 2Т, ПС «Обухів»

Дата проведення ХАРГ	Зареєстровані концентрації розчинених газів в трансформаторній оливі, % об.							Завантаження СТ ІнавНН, А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
20.08.02	0,0003	0,0001	0,008	0,0003	0,0003	0,141	0,024	520
06.03.03	0,0001	0,00005	<b>0,0129</b>	0,001	0,0009	0,192	0,025	520
22.07.03	0,0001	0,000008	0,00794	0,00043	0,00032	0,099	0,014	471

Таблиця А.16

**Результати визначення перевищення граничних концентрацій та зміни швидкості зростання концентрації газів**

Найменування газів	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
Граничні концентрації газів	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06
Відносні концентрації газів	0,01	0,005	<b>1,292</b>	0,2	0,92	0,24	0,417
Відносна швидкість V <sub>відн</sub> , % в міс.	-10,5	-7,64	9,39	31	33,17	5,52	0,64

Таблиця А.17

**Результати визначення показників критерію відношення пар концентрацій газів**

Найменування пар газів	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub> /CO
Критеріальні значення діапазону	< 0,1	≥ 1	≥ 3	> 5 та < 13
Розраховані значення відношення пар газів	0,07	1,9	37,79	1,71

**Висновки щодо діагностичної гіпотези по методиці СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 та розробленою методикою.** Згідно отриманих результатів в табл. А.15-А.16 виявлено перевищення граничних значень етилену (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) з відносною швидкістю не більше 10% в місяць. За критеріями СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 прогнозується дефект виду «перегрівання»: термічний дефект високої температури (гаряча точка в осерді; перегрів міді через вихрові струми, погані контакти; циркулюючі струми в осерді або баку), що не зачіпає тверду ізоляцію. Повторне проведення ХАРГ 22.07.2003 поставлений спочатку діагноз не підтвердило. Розрахунки за запропонованою методикою по результатами ХАРГ від 06.03.2003 дають діагноз «Термічний дефект високої температури. Ступінь належності= 1,0». При повторному аналізі ХАРГ 22.07.2003 за запропонованою методикою отримано діагноз «Норма. Ступінь належності= 1,0». Таким чином це відповідає стану СТ - «норма», на основі чого була дана рекомендація виконати наступного проведення ХАРГ за графіком.

## ДОДАТОК Б

### Результати налаштування параметрів лінгвістичної моделі силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів

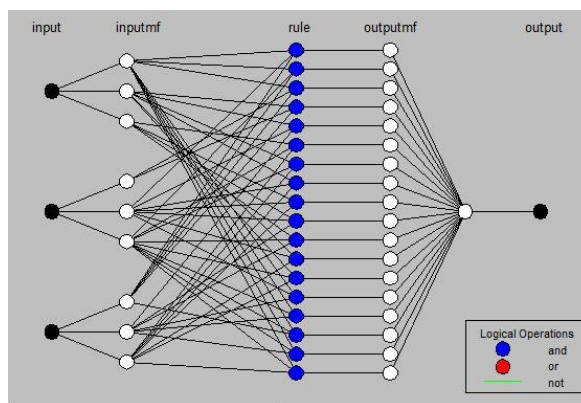


Рис. Б.1 – Структура адаптивної моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ

Таблиця Б.1

Навчальна вибірка нечіткої моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ

№ п/п	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Код прогнозованого дефекту
1	0,01	0,117	0,269	1
2	0,033	0,156	1,084	6
3	0,125	0,1	4	5
...	...	...	...	...
825	0.005	1	4	9

Таблиця Б.2

Склад навчальної вибірки для налаштування параметрів нечіткої моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ

№ п/п	Код/Характер прогнозованого дефекту	Кількість прикладів з визначенним дефектом
1	Норма	425
2	ЧР з низькою щільністю енергії	50
3	ЧР з високою щільністю енергії	50
4	Розряди малої потужності	50
5	Розряди великої потужності	50
6	Термічний дефект низької температури (<150 °C)	50
7	Термічний дефект у діапазоні низьких температур (150-300°C)	50
8	Термічний дефект у діапазоні середніх температур (300-700°C)	50
9	Термічний дефект високої температури (> 700°C)	50

Таблиця Б.3

Результати налаштування параметрів функцій належності входних лінгвістичних змінних нечіткої моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ

Найменування вхідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі	Найменування терм-множин лінгвістичної змінної нечіткої моделі	Параметри функції належності терм-множини лінгвістичної змінної нечіткої моделі							
		Базові значення				Значення після налаштування			
		a	b	c	d	a	b	c	d
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
« $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ »	H <sub>1</sub>	0	0	0.09	0.11	0	0	0.0917	0.1028
	C <sub>1</sub>	0.09	0.11	2.9	3.1	0.0973	0.1116	2.8971	2.9865
	B <sub>1</sub>	2.9	3.1	1000	1000	2.8997	3.0538	1000	1000
« $\frac{CH_4}{H_2}$ »	H <sub>2</sub>	0	0	0.09	0.11	0	0	0.0935	0.1119
	C <sub>2</sub>	0.09	0.11	0.9	1.1	0.0989	0.1135	0.8947	1.0442
	B <sub>2</sub>	0.9	1.1	1000	1000	0.9332	1.0939	1000	1000
« $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ »	H <sub>3</sub>	0	0	0.09	0.11	0	0	0.8997	0.10793
	C <sub>3</sub>	0.09	0.11	2.9	3.1	0.9111	0.10997	2.8679	2.9977
	B <sub>3</sub>	2.9	3.1	1000	1000	2.8993	3.0698	1000	1000

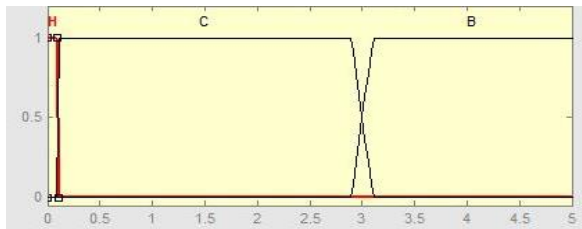


Рис. Б.2— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $C_2H_2/C_2H_4$  до налаштування

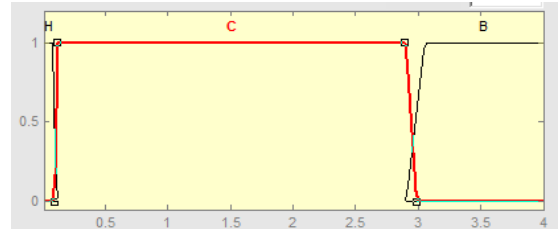


Рис. Б.3— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $C_2H_2/C_2H_4$  після налаштування

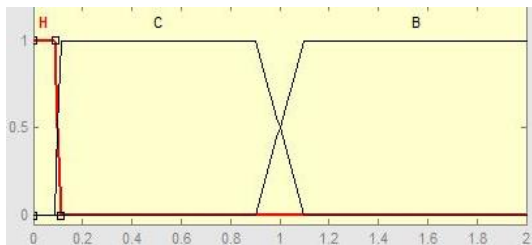


Рис. Б.4— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $CH_4/H_2$  до налаштування

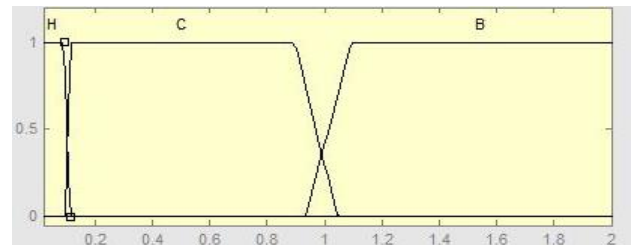


Рис. Б.5— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $CH_4/H_2$  після налаштування

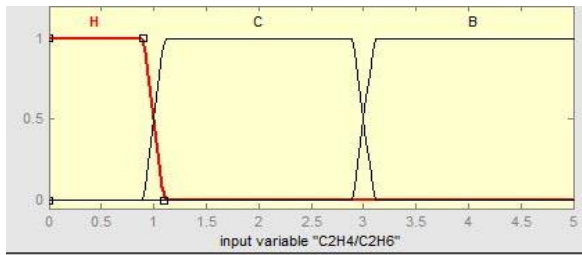


Рис. Б.6— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $C_2H_4/C_2H_6$  до налаштування

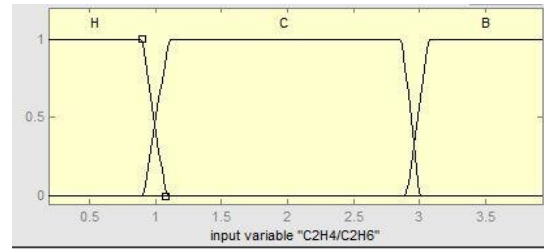


Рис. Б.7— Функції належності до термів, при представленні лінгвістичної змінної  $C_2H_4/C_2H_6$  після налаштування

Таблиця Б.4

Контрольна вибірка нечіткої моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ

№ п/п	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Код прогнозованого дефекту
1	0,02	0,2	2,5	6
2	0,485	0,149	1,478	4
3	1	0,021	0,741	3
4	3	0,03	0,667	3
...	...	...	...	...
20	1,8	0,867	2	4

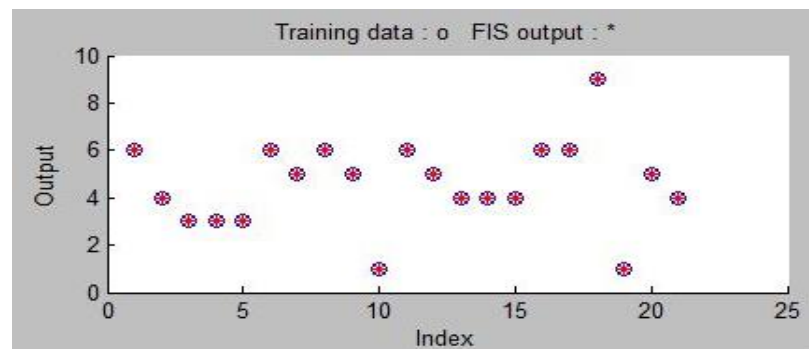


Рис. Б.8 – Результати моделювання нечіткої моделі оцінки технічного стану силового масляного трансформатора за результатами ХАРГ на контрольній вибірці  $1,6986 \cdot 10^{-6}$

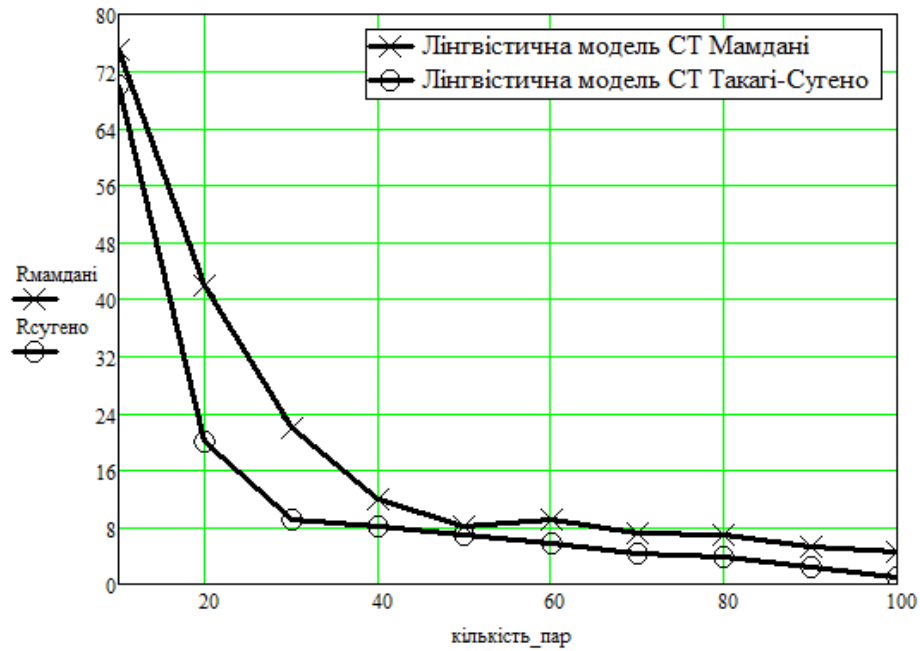


Рис. Б.9 – Результати оцінки достовірності лінгвістичного моделювання СТ для оцінки технічного стану методами нечіткого логічного висновку Мамдані та Такагі-Сугено

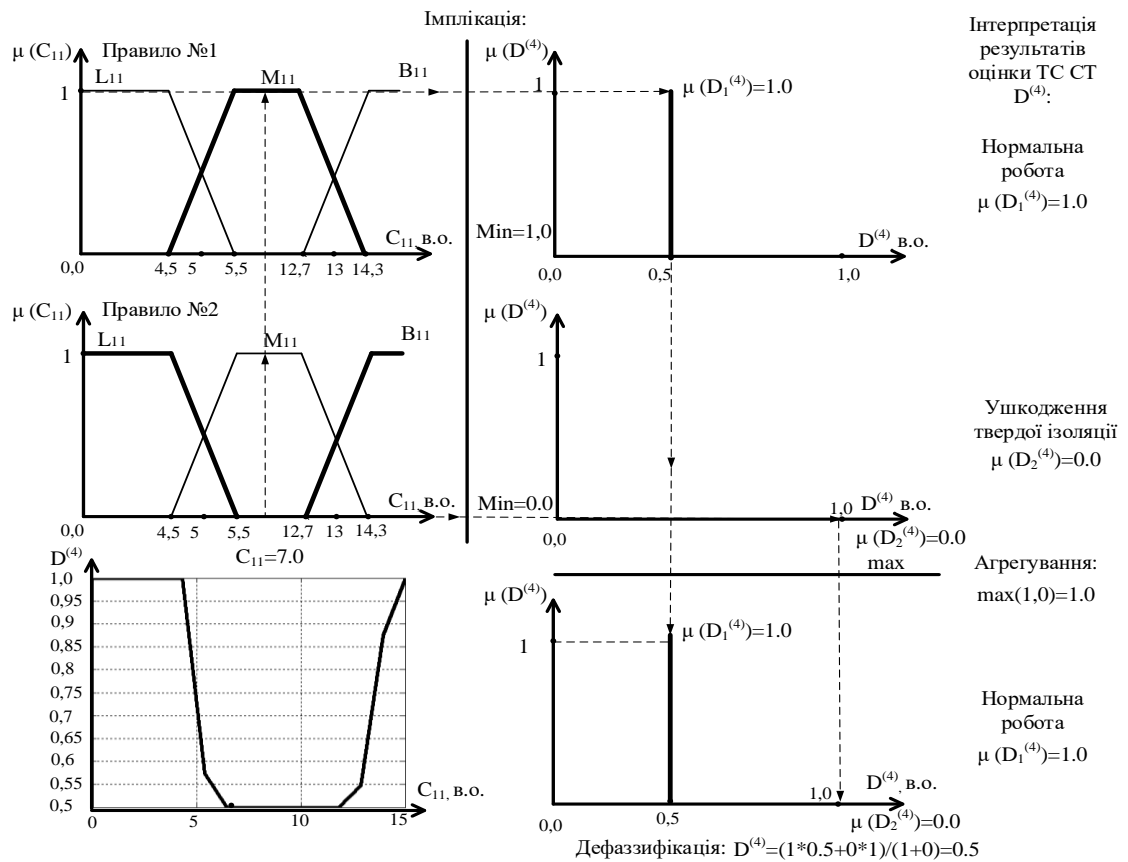


Рис. Б.10 – Графічна інтерпретація лінгвістичного моделювання для оцінки технічного стану СТ методом Такагі-Сугено

Таблиця Б.5

Результати нечіткого моделювання оцінки ТС СТ за на тестовій вибірці

Тип дефекта	Обсяг вибірки ХАРГ, шт.	Кількість успішної ідентифікації дефекту, шт.	Ефективність розробленої моделі, %
Норма	24	24	100
Частковий розряд низької щільності	21	20	95,24
Частковий розряд великої щільності	22	20	90,09
Розряди низької щільності	20	19	95,0
Розряд великої щільності	23	23	100
Температурний дефект в діапазоні $<150\text{ }^{\circ}\text{C}$	26	25	96,15
Температурний дефект в діапазоні $150\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$	20	20	100,0
Температурний дефект в діапазоні $300\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C}$	19	19	100,0

Таблиця Б.6

Порівняльний аналіз результатів оцінки ТС СТ різними методами

№	Тип трансформатора	ІЕС стандарт 60599	Розроблена нечітка модель
1	ТДЦГ-400000/330	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\mu(D)=1,00$
2	ТДЦГ-10000/110	Невизначено	Розряди малої потужності, $\mu(D)=0,6$
3	ТРДЦН-63000/110	Термічний дефект $t=300\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Термічний дефект $t=150\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\mu(D)=0,24$ ; Термічний дефект $t=300\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\mu(D)=0,76$
4	АТДЦТН-250000/500	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\mu(D)=1,00$
5	ТДТН-40000/110	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Термічний дефект $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\mu(D)=1,00$
6	ТДТН-63000/110	Невизначено	Розряд великої потужності, $\mu(D)=1,00$
7	ТДЦ-400000/330	Невизначено	Розряд великої потужності, $\mu(D)=0,1$



## ДОДАТОК В

## Результати оцінки математичної моделі силового трансформатора для визначення імовірності відмови на інтервалі часу

Таблиця В.1

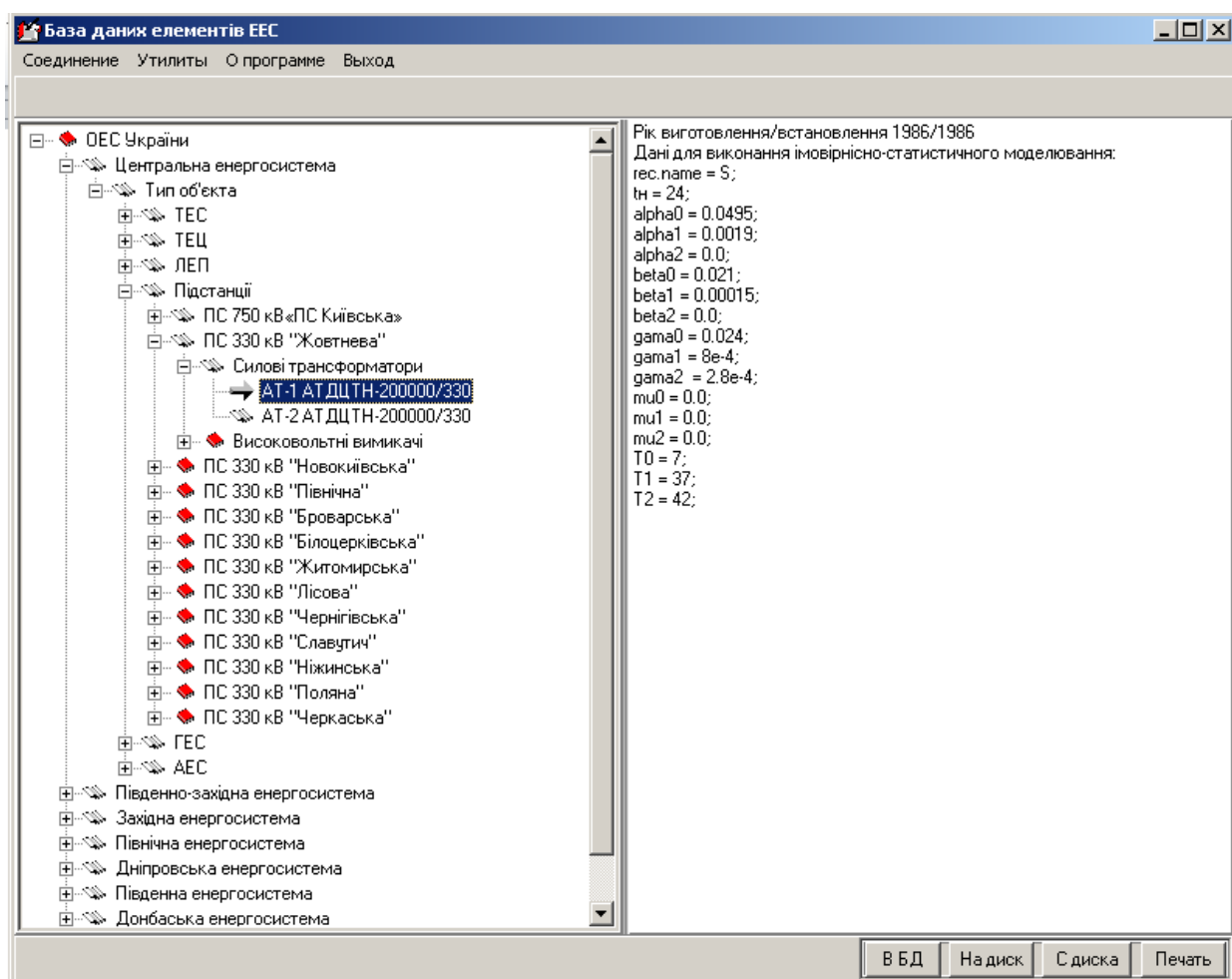
Статистичні дані по відмовам мережевих СТ

Ділянка	Номер інтервала спостереження	Інтервал часу експлуатації, рік	Інтенсивність відмови на інтервалі часу спостереження $\lambda(\Delta t)$ , в.о.	Статистична функція розподілу імовірності відмов $F(t)$ , в.о.
1	1	$0 \leq t < 1$	0,1345515	0,125892139
	2	$1 \leq t < 2$	0,081177875	0,149861286
	3	$2 \leq t < 3$	0,060404202	0,165742028
	4	$3 \leq t < 4$	0,048976394	0,177910145
	5	$4 \leq t < 5$	0,041623578	0,187888709
	6	$5 \leq t < 6$	0,036443181	0,196404373
	7	$6 \leq t < 7$	0,032569574	0,203865402
	8	$7 \leq t < 8$	0,029548534	0,210525918
2	9	$8 \leq t < 9$	0,027117257	0,2165557
	10	$9 \leq t < 10$	0,025112419	0,222074243
	11	$10 \leq t < 11$	0,023426817	0,227169076
	12	$11 \leq t < 12$	0,02215	0,233407569
	13	$12 \leq t < 13$	0,0220375	0,249103535
	14	$13 \leq t < 14$	0,021925	0,264312616
	15	$14 \leq t < 15$	0,0218125	0,279051448
	16	$15 \leq t < 16$	0,0217	0,293336019
	17	$16 \leq t < 17$	0,0215875	0,307181695
	18	$17 \leq t < 18$	0,021475	0,320603245
	19	$18 \leq t < 19$	0,0213625	0,333614868
	20	$19 \leq t < 20$	0,02125	0,346230215
	21	$20 \leq t < 21$	0,0211375	0,35846241
	22	$21 \leq t < 22$	0,021025	0,370324077
	23	$22 \leq t < 23$	0,0209125	0,381827355
	24	$23 \leq t < 24$	0,0208	0,392983922
	25	$24 \leq t < 25$	0,0206875	0,403805009
	26	$25 \leq t < 26$	0,020575	0,414301426
	27	$26 \leq t < 27$	0,0204625	0,424483569
	28	$27 \leq t < 28$	0,02035	0,434361445
	29	$28 \leq t < 29$	0,0202375	0,443944684
	30	$29 \leq t < 30$	0,020125	0,453242554
3	31	$30 \leq t < 31$	0,020322221	0,467402255
	32	$31 \leq t < 32$	0,022696265	0,5162952
	33	$32 \leq t < 33$	0,025261607	0,565532023
	34	$33 \leq t < 34$	0,02802716	0,614387944
	35	$34 \leq t < 35$	0,031001968	0,662121486
	36	$35 \leq t < 36$	0,034195202	0,708007529
	37	$36 \leq t < 37$	0,037616161	0,751372117
	38	$37 \leq t < 38$	0,041274268	0,791626304
	39	$38 \leq t < 39$	0,045179071	0,828296097
	40	$39 \leq t < 40$	0,049340238	0,861045607

Таблиця В.2

## Статистичні дані по відмовам блочних СТ

Ділянка	Номер інтервала спостереження	Інтервал часу експлуатації, рік	Інтенсивність відмови на інтервалі часу спостереження $\lambda(\Delta t)$ , в.о.	Статистична функція розподілу імовірності відмов $F(t)$ , в.о.
1	1	$0 \leq t < 1$	0,0489144	0,04773736
	2	$1 \leq t < 2$	0,040062689	0,076999384
	3	$2 \leq t < 3$	0,035647232	0,101421937
	4	$3 \leq t < 4$	0,032812812	0,123002598
	5	$4 \leq t < 5$	0,030770416	0,142601162
	6	$5 \leq t < 6$	0,029196391	0,16069268
	7	$6 \leq t < 7$	0,027928557	0,177576573
	8	$7 \leq t < 8$	0,026874897	0,193457898
2	9	$8 \leq t < 9$	0,025978549	0,208485389
	10	$9 \leq t < 10$	0,0252021	0,222771584
	11	$10 \leq t < 11$	0,024519727	0,23640444
	12	$11 \leq t < 12$	0,0239	0,249338154
	13	$12 \leq t < 13$	0,0239	0,267066277
	14	$13 \leq t < 14$	0,0239	0,284375721
	15	$14 \leq t < 15$	0,0239	0,301276374
	16	$15 \leq t < 16$	0,0239	0,31777789
	17	$16 \leq t < 17$	0,0239	0,333889696
	18	$17 \leq t < 18$	0,0239	0,349620994
	19	$18 \leq t < 19$	0,0239	0,364980772
	20	$19 \leq t < 20$	0,0239	0,379977803
	21	$20 \leq t < 21$	0,0239	0,394620654
	22	$21 \leq t < 22$	0,0239	0,408917691
	23	$22 \leq t < 23$	0,0239	0,422877079
	24	$23 \leq t < 24$	0,0239	0,436506793
	25	$24 \leq t < 25$	0,0239	0,449814618
	26	$25 \leq t < 26$	0,0239	0,462808158
	27	$26 \leq t < 27$	0,0239	0,475494833
	28	$27 \leq t < 28$	0,0239	0,487881892
	29	$28 \leq t < 29$	0,0239	0,499976409
	30	$29 \leq t < 30$	0,0239	0,511785295
3	31	$30 \leq t < 31$	0,0239	0,523315294
	32	$31 \leq t < 32$	0,0239	0,534572993
	33	$32 \leq t < 33$	0,024029552	0,547503484
	34	$33 \leq t < 34$	0,026249559	0,590363458
	35	$34 \leq t < 35$	0,028601303	0,632505018
	36	$35 \leq t < 36$	0,031088503	0,673454544
	37	$36 \leq t < 37$	0,033714872	0,712763759
	38	$37 \leq t < 38$	0,036484118	0,750025534
	39	$38 \leq t < 39$	0,039399948	0,784888326
	40	$39 \leq t < 40$	0,042466062	0,817068308
	41	$40 \leq t < 41$	0,045686157	0,846358365
	42	$41 \leq t < 42$	0,049063928	0,872633301



*Рис. В.1.* Інтерфейс програмного забезпечення «Єдина інформаційна база даних елементів ОЕС України для оцінки ризику порушення нормального режиму»

## ДОДАТОК Г

## Лінгвістичне моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту

**Хроматографічний аналіз газів, розчинених в маслі**

Вимірювання    Фактори    Рекомендації    Результати

Зареєстровані наступні концентрації газів в маслі трансформатора після проведення ХАРГ, % об.

Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )
0,015	0,034	0,001	0,16	0,04	0,04	0,55

Дата вимірювання: 03.05.2010    Тип вимірювання: Між ремонтами    Виконавець випробування (ПІБ): Болотний М.П.

Результати проведення експертизи оцінки технічного стану силового трансформатора за ХАРГ:

1. Критерій граничних концентрацій газів	Термічний дефект в діапазоні високої температури понад 700 °C. Ступінь належності = 1.00. Гаряча точка в сердечнику; перегрів міді через вихрові струми, поганих контактів; циркулюючі струми в сердечнику або баці.
2. Додатковий критерій  Уточнення характеру дефекту	Прогнозується перегрів масла. Ступінь належності= 1,00  Тверда ізоляція пошкоджена. Ступінь належності=1.00
3. Методика Роджерса	Дефект термічного характеру в діапазоні високих температур. Циркулюючі струми в магнітопроводі, баці. Ступінь належності = 1.00
4. Критерій основних (ключових) газів	Основний газ---етилен C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Перегрівання струмовідних з'єднань та елементів конструкції магнітопроводу. Характерний газ з високим вмістом---метан CH <sub>4</sub> Характерний газ з високим вмістом---ацетилен C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>  Характерний газ з високим вмістом---етан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Характерний газ з малим вмістом---оксид вуглецю CO Характерний газ з малим вмістом---діоксид вуглецю CO <sub>2</sub>

Рис. Г.1– Результати лінгвістичного моделювання оцінки технічного стану силового трансформатора типу ТДТН-40000/110

Таблиця Г.1

Результати вимірювання концентрації газів, розчинених в трансформаторній олії силового трансформатора типу ТДТН-40000/110

Дата проведення заміру ХАРГ	Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )	Кисень (O <sub>2</sub> )	Азот (N <sub>2</sub> )
21.10.03	0,0005	0,00022	0,00068	0,00064	0,00006	0,00432	0,20175	2,62	4,47
15.07.04	0,0005	0,00029	0,00108	0,00078	0,0001	0,00434	0,21198	3,74	6,05
24.09.04	0,00128	0,00127	0,0016	0,00181	0,00106	0,01604	0,34665	1,43	6,12
01.06.05	0,00099	0,0003	0,00295	0,00135	0,00029	0,00512	0,19062	2,54	4,79
25.11.05	0,00034	0,00027	0,00172	0,00103	0,00002	0,00446	0,19859	2,58	4,83
25.07.06	0,00022	0,00026	0,00164	0,00071	0,00007	0,00441	0,20411	0,02	0,004
06.03.09	0,00135	0,0011	0,04819	0,00287	0,00067	0,01467	0,08257	1,94	11,67
11.05.10	0,00081	0,00035	0,00822	0,00117	0,00615	0,00614	0,17836	15,4	47

Таблиця Г.2

Динаміка зміни відносної швидкості зростання концентрації газів,  
розчинених в трансформаторній оливі силового трансформатора типу  
ТДТН-40000/110

Інтервал спостереження за станом СТ по ХАРГ, днів	Водень (H <sub>2</sub> )	Метан (CH <sub>4</sub> )	Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Етилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Етан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Оксид вуглецю (CO)	Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )
268	0	3,56	6,58	2,45	7,46	0,05	0,57
339	65,92	142,79	20,34	55,8	405,63	113,91	26,84
589	-2,72	-9,17	10,13	-3,05	-8,72	-8,17	-5,4
766	-11,13	-1,69	-7,07	-4,02	-15,78	-2,18	0,71
1008	-4,38	-0,46	-0,58	-3,85	30,99	-0,14	0,34
1963	16,14	36,17	89,16	9,56	26,93	7,31	-1,87
2394	-2,78	-4,75	-5,77	-4,12	56,93	-4,05	8,07

Таблиця Г.3

Результати визначення рівня фактора розвитку дефекту при перевищенні  
концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі силового  
трансформатора типу ТДТН-40000/110

Дата проведення 11.05.10		Функції належності для рівнів Fc, Rc						
Рівні концентрацій відповідних газів, розчинених в трансформаторному маслі, % об.		Ваговий коефіцієнт		Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
				Поява газу в маслі	Менше Агран	Порядку Агран	На порядок більше Агран	В декілька раз вище Агран
				Відсутність суттєвих дефектів	Малозначний дефект	Значний дефект	Критичний дефект	Граничний стан
Fc		p		μ1	μ2	μ3	μ4	μ5
1	H <sub>2</sub>	2/12	0,17	0,98	0,02	0,00	0,00	0,00
2	CH <sub>4</sub>	2/12	0,17	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00
3	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	2/12	0,17	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
4	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	3/12	0,25	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
5	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1/12	0,08	0,00	0,27	0,73	0,00	0,00
6	CO	1/12	0,08	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	CO <sub>2</sub>	1/12	0,08	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Рівень Rc якісний				0,358	0,414	0,228	0,000	0,000
Рівень Rc кількісний				0,274				

Таблиця Г.4

Результати визначення рівня фактора швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторній оливі силового трансформатора типу ТДТН-40000/110

Дата проведення		Ваговий коефіцієнт		Функції належності для рівнів Fv, Rv				
11.05.10				Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
Рівні відносної швидкості зростання концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі, % об.				На порядок менше 10%	Менше 10%	Порядку 10%	Більше 10%	На порядок більше 10%
Fv		p		μ1	μ2	μ3	μ4	μ5
1	H2	2/12	0,17	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	CH4	2/12	0,17	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	C2H2	2/12	0,17	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	C2H4	3/12	0,25	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	C2H6	1/12	0,08	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
6	CO	1/12	0,08	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	CO2	1/12	0,08	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
Рівень Rv якісний				0,833	0,083	0,083	0,000	0,000
Рівень Rv кількісний				0,150				

Таблиця Г.5

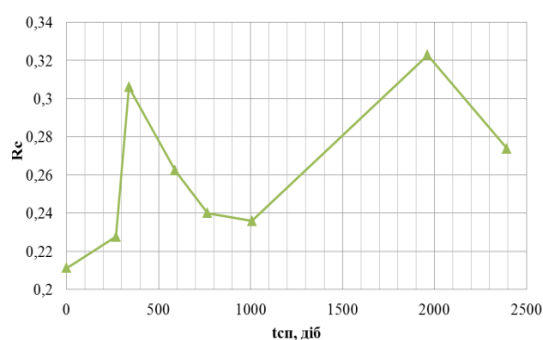
Результати визначення інтегрального показника ризику відмови СТ за результатами ХАРГ силового трансформатора типу ТДТН-40000/110

Дата проведення		Ваговий коефіцієнт		Функції належності для рівнів Rc, Rv, R TP				
11.05.10				Дуже низький	Низький	Середній	Високий	Дуже високий
Рівні факторів								
				Норма	Норма з відхиленнями	Норма з значними відхиленнями	Погіршений стан	Передаварійний стан
Rc, Rv		p		μ1	μ2	μ3	μ4	μ5
1	Rc	1/3	0,33	0,358	0,414	0,228	0,000	0,000
2	Rv	2/3	0,67	0,833	0,083	0,083	0,000	0,000
Рівень R TP якісний				0,675	0,194	0,131	0,000	0,000
Рівень R TP кількісний				0,191				

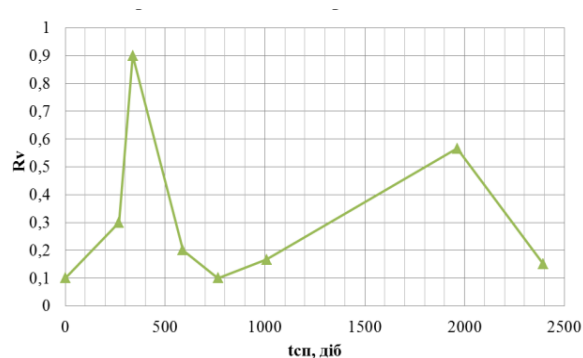
Таблиця Г.6

Результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ силового трансформатора типу ТДТН-40000/110

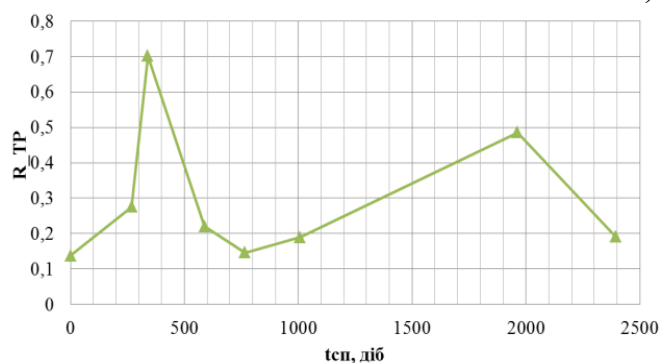
Шкала терміну спостереження	Дата проведення	Рівень розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень інтегрального показника ризику відмови силового трансформатора за результатами ХАРГ	Класифікація технічного стану силового трансформатора
		$R_c$	$R_v$	$R_{TP}$	
0	21.10.03	0,211	0,100	0,137	Норма
268	15.07.04	0,228	0,300	0,276	Норма з відхиленнями
339	24.09.04	0,306	0,900	0,702	Передаварійний стан
589	01.06.05	0,262	0,200	0,221	Норма
766	25.11.05	0,240	0,100	0,147	Норма
1008	25.07.06	0,236	0,167	0,190	Норма
1963	06.03.09	0,323	0,567	0,485	Норма з відхиленнями
2394	11.05.10	0,274	0,150	0,191	Норма



а)



б)



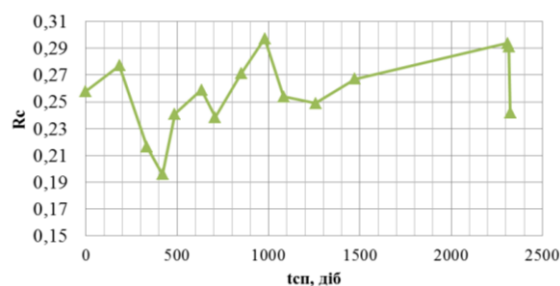
в)

Рис. Г.2 – Динаміка зміни показників ризику відмови силового трансформатора типу ТДТН-40000/110 за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ: а)  $R_c$ ; б)  $R_{Vc}$ ; в)  $R_{TP}$ .

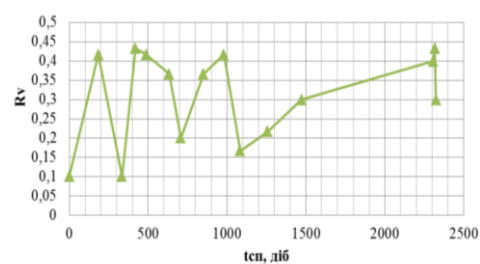
Таблиця Г.7

Результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови силового трансформатора ПС 330/110 кВ "Жовтнева" Т-1 ТДТН-40000/110 за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ

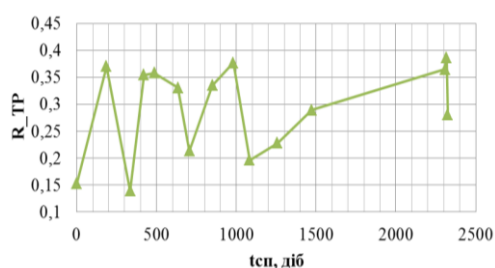
Шкала терміну спостереження	Дата проведення	Рівень розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень інтегрального показника ризику відмови силового трансформатора за результатами ХАРГ	Класифікація технічного стану силового трансформатора
0	15.11.02	R <sub>c</sub>	R <sub>v</sub>	R <sub>TP</sub>	Норма
185	19.05.03	0,277	0,417	0,370	Норма з відхиленнями
335	16.10.03	0,216	0,100	0,139	Норма
420	09.01.04	0,196	0,433	0,354	Норма
487	16.03.04	0,241	0,417	0,358	Норма
634	10.08.04	0,259	0,367	0,331	Норма
707	22.10.04	0,239	0,200	0,213	Норма
851	15.03.05	0,271	0,367	0,335	Норма
980	22.07.05	0,297	0,417	0,377	Норма з відхиленнями
1083	02.11.05	0,254	0,167	0,196	Норма
1257	25.04.06	0,249	0,217	0,227	Норма
1473	27.11.06	0,267	0,300	0,289	Норма
2308	11.03.09	0,294	0,400	0,365	Норма
2317	20.03.09	0,291	0,433	0,386	Норма
2324	27.03.09	0,242	0,300	0,281	Норма



а)



б)



в)

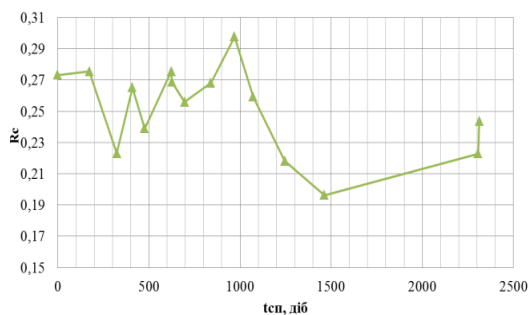
Рис. Г.3 – Динаміка зміни показників ризику відмови силового трансформатора Т-1 ТДТН-40000/110 за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ: а)  $R_c$ ; б)  $R_{vc}$ ; в)  $R_{TP}$ .



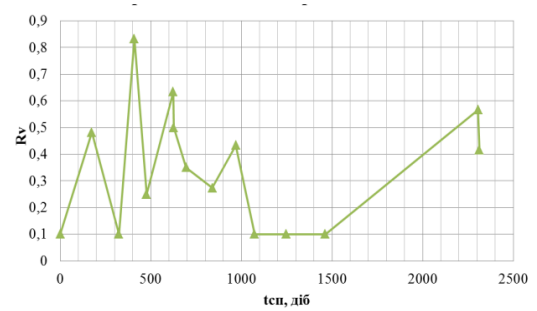
Таблиця Г.8

**Результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови силового трансформатора ПС 330/110 кВ "Жовтнева" Т-2 ТДТН-40000/110 за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ**

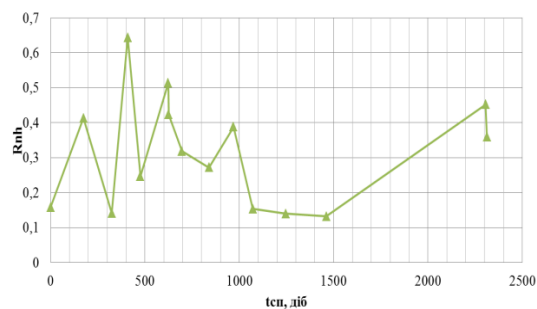
Шкала терміну спостереження	Дата проведення	Рівень розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень швидкості розвитку дефекту при перевищенні концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі	Рівень інтегрального показника ризику відмови силового трансформатора за результатами ХАРГ	Класифікація технічного стану силового трансформатора
		R <sub>c</sub>	R <sub>v</sub>	R <sub>TP</sub>	
0	26.11.02	0,273	0,100	0,158	Норма
174	19.05.03	0,276	0,482	0,413	Норма з відхиленнями
324	16.10.03	0,223	0,100	0,141	Норма
409	09.01.04	0,265	0,833	0,644	Передаварійний стан
476	16.03.04	0,239	0,250	0,246	Норма
623	10.08.04	0,276	0,633	0,514	Передаварійний стан
626	13.08.04	0,269	0,500	0,423	Норма
696	22.10.04	0,256	0,350	0,319	Норма
840	15.03.05	0,268	0,273	0,272	Норма
969	22.07.05	0,298	0,433	0,388	Норма зі значними відхиленнями
1072	02.11.05	0,259	0,100	0,153	Норма
1246	25.04.06	0,218	0,100	0,139	Норма
1462	27.11.06	0,196	0,100	0,132	Норма
2306	20.03.09	0,223	0,567	0,452	Норма
2313	27.03.09	0,244	0,417	0,359	Норма



а)



б)



в)

**Рис. Г.4 – Динаміка зміни показників ризику відмови силового трансформатора Т-2 ТДТН-40000/110 за наявності дефекту на основі даних вимірювань ХАРГ: а) R<sub>C</sub>; б) R<sub>Vci</sub>; в) R<sub>TP</sub>.**

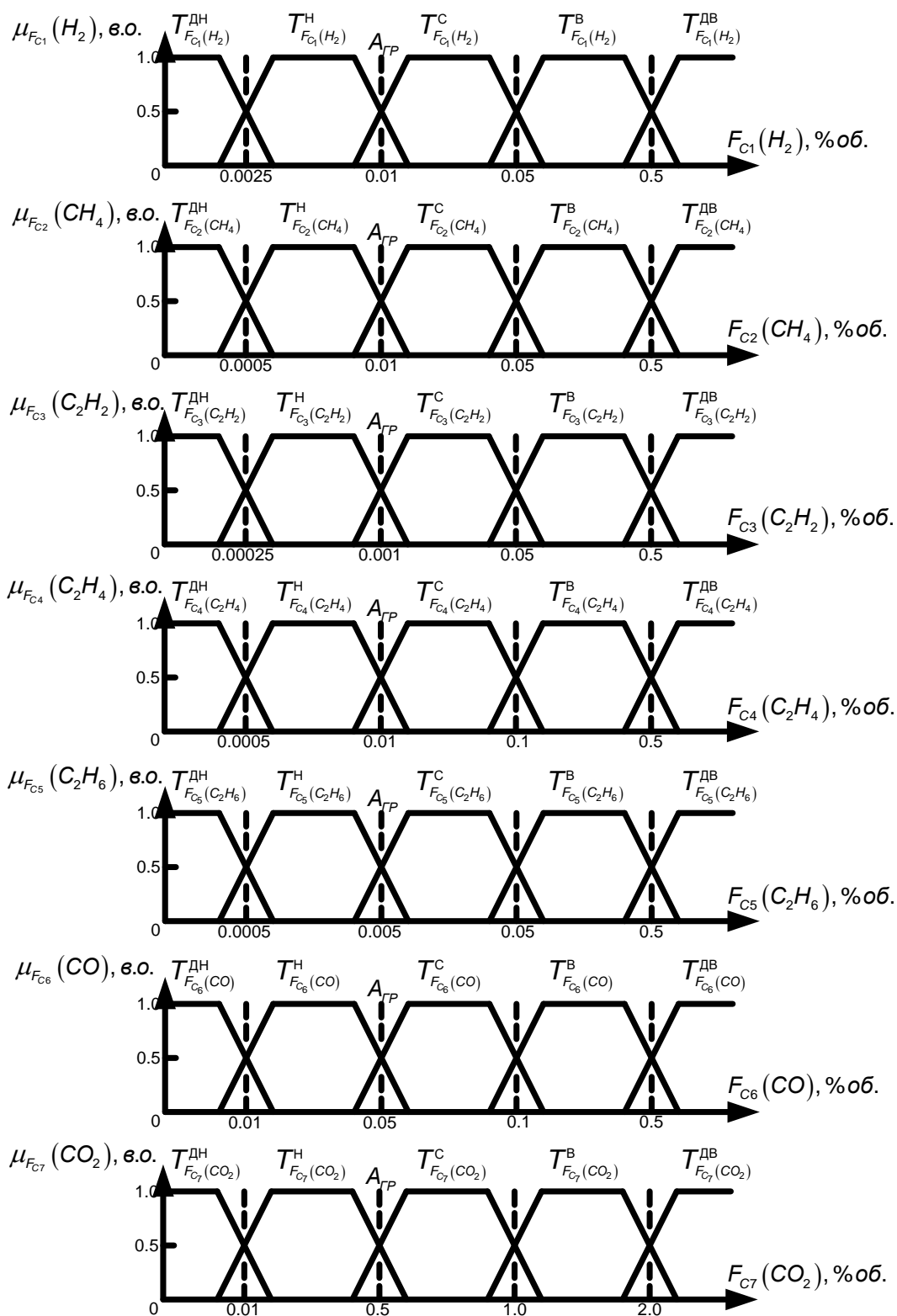


Рис. Г.5 – Функції належності входних лінгвістичних змінних  $C_i$

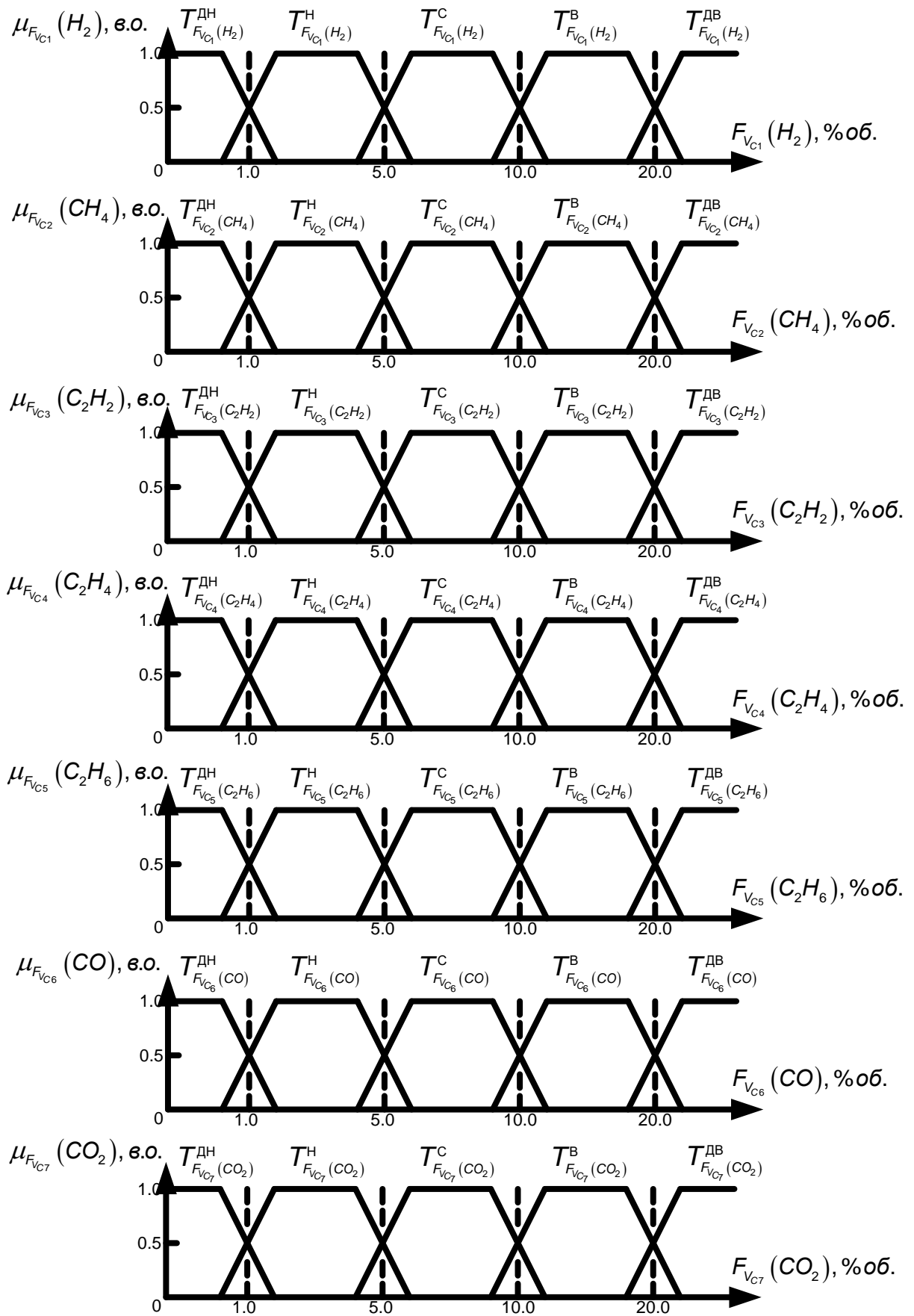


Рис. Г.6 – Функції належності входних лінгвістичних змінних  $V_{Ci}$

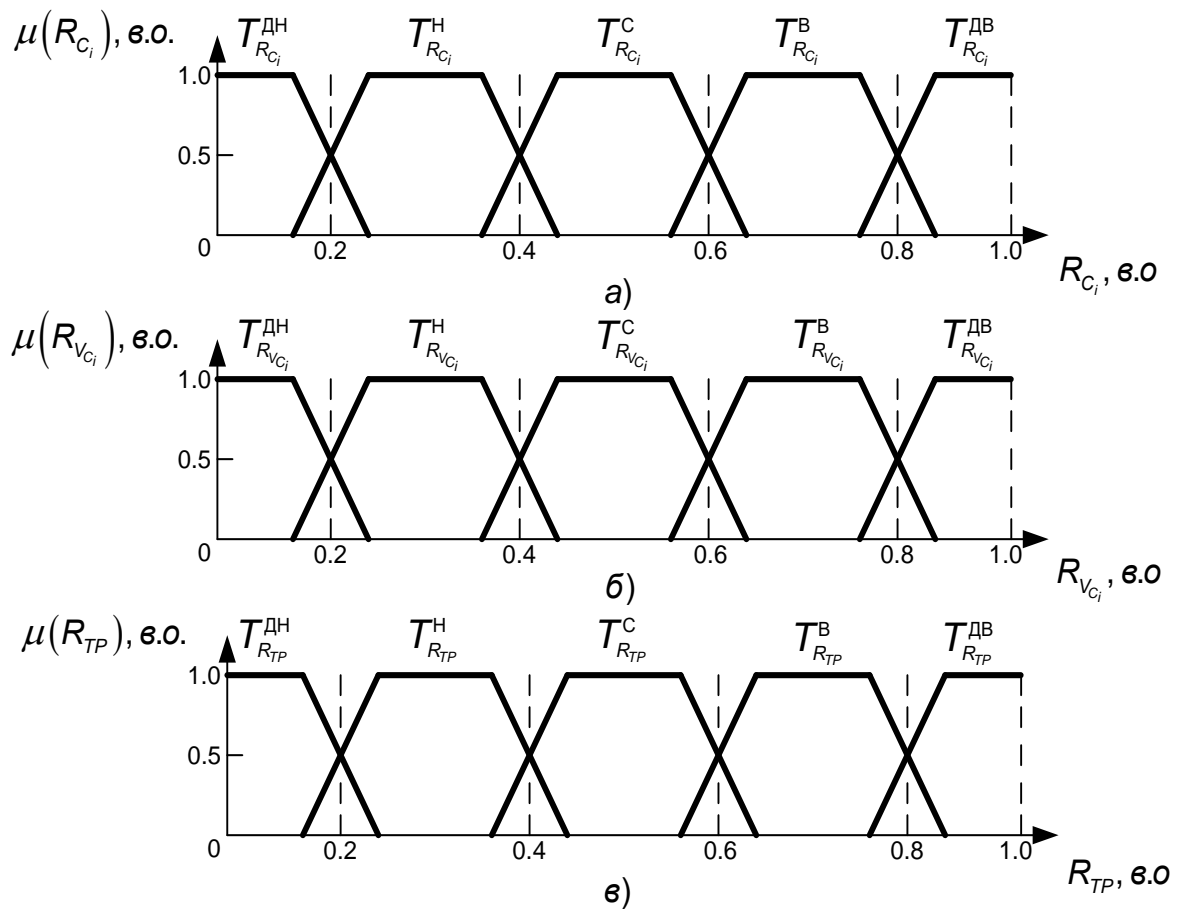


Рис. Г.7 – Функції належності лінгвістичних змінних рівнів факторів ризику  $R_{Ci}$ ,  $R_{VCi}$  та інтегрального ризику відмови СТ  $R_{TP}$

## ДОДАТОК Д

### Лінгвістичне моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту обмоток та зовнішньому короткому замиканні в ЕЕС

Вихідні параметри моделювання: кількість ітерацій  $N=10000$ ; інтенсивність потоку КЗ  $\omega_{\text{КЗ}} = 3,5 \text{ рік}^{-1}$ ; імовірність КЗ на ЛЕП на інтервалі часу  $P_{\text{КЗ}}(\Delta t)=0.25$ . Результати моделювання: кількість розрахованих усталених режимів ЕЕС  $N_{\text{ур}}=9629$ ; загальна кількість зареєстрованих КЗ в ЕЕС  $n_{\text{КЗ}}=2930$ .

*Таблиця Д.1*

Результати лінгвістичного моделювання визначення імовірності появи КЗ в діапазоні можливих значень струмів КЗ в ЕЕС

Найменування параметрів СТ	АТ-1	АТ-2	АТ-3	АТ-4	АТ-5
Кількість зареєстрованих 1ф КЗ в обмотці ВН СТ	1606	1603	1641	1711	1721
Діапазон максимальних струмів 1ф КЗ в обмотці ВН СТ $I_{\text{КЗ}}$ , кА	4.7967-4.837	4.5686-4.607	5.6366-5.684	5.6366-5.689	17.2272-17.372
Відносна частота $m_{\text{КЗ}}$ , %	0.0154	0.0162	0.0129	0.0123	0.0080
Імовірність перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН СТ $S(I_{\text{КЗ}})$ , в.о.	$6,2267 \cdot 10^{-4}$	$6,2383 \cdot 10^{-4}$	$1,1102 \cdot 10^{-15}$	$4,4409 \cdot 10^{-16}$	$6,6613 \cdot 10^{-16}$
Діапазон найбільш імовірних струмів 1ф КЗ в обмотці ВН СТ $I_{\text{КЗ}}$ , кА	0,32247-0,36277	0,65266-0,69105	0,23683-0,2842	0,7105-0,75787	1,7372-1,882
Відносна частота $m_{\text{КЗ}}$ , %	1,5911	1,0887	1,2865	1,9619	0,9392
Імовірність перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН СТ $S(I_{\text{КЗ}})$ , в.о.	0,81196	0,77417	0,83242	0,79603	0,72051

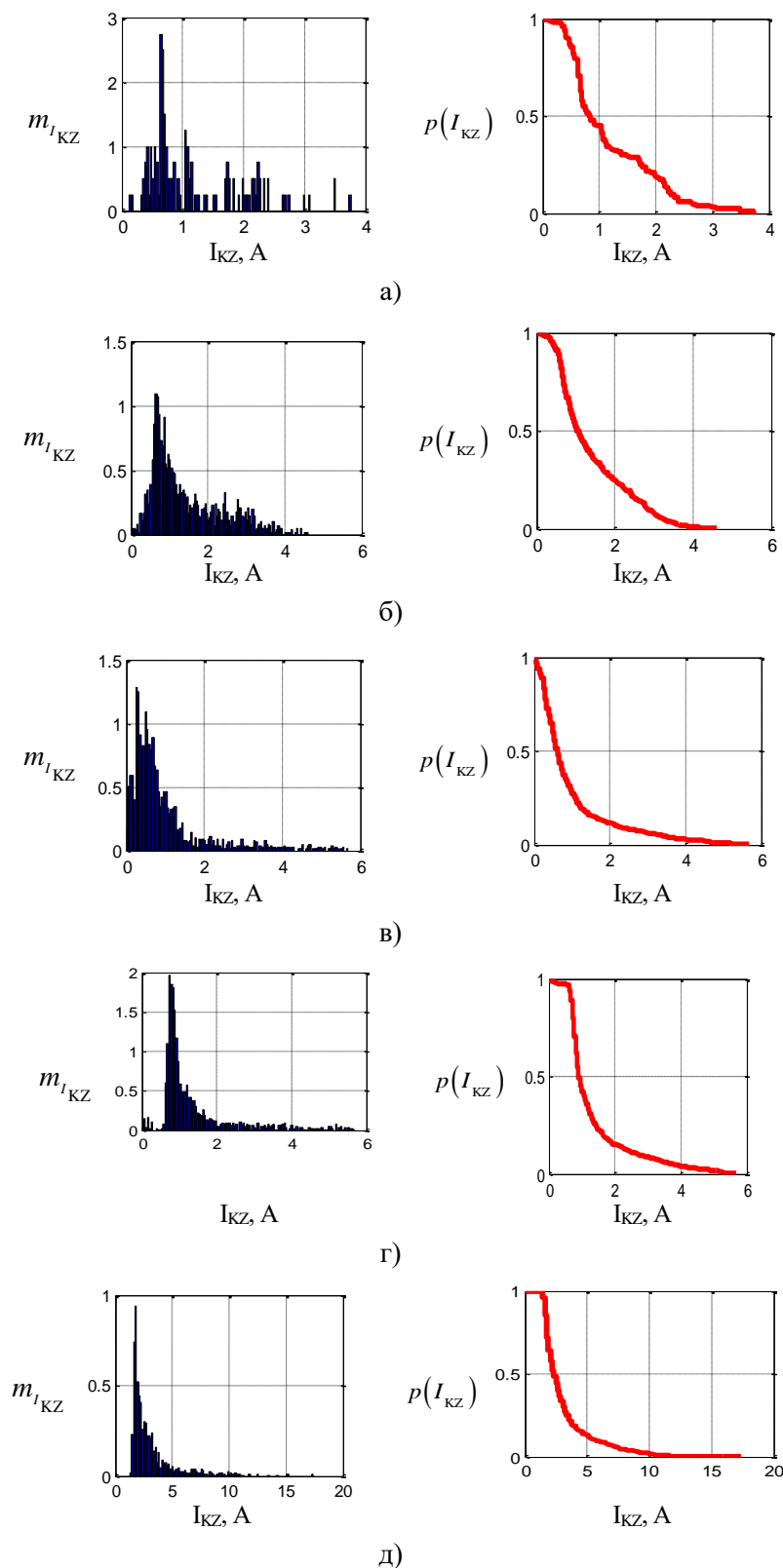


Рис. Д.1 – Гістограми частот  $m_{I_{KZ}}$  та функція розподілу імовірностей  $p(I_{KZ})$  перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН силового трансформатора при КЗ в зовнішній електричній мережі:  
а) АТ-1; б) АТ-2; в) АТ-3; г) АТ-4; д) АТ-5.

Таблиця Д.2

Результати моделювання ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту обмоток при зовнішньому короткому замиканні в ЕЕС

Найменування параметрів моделювання	АТ-1	АТ-2	АТ-3	АТ-4	АТ-5
Діапазон максимальних струмів 1ф КЗ в обмотці ВН СТ $I_{kz}$ , кА	4,837	4,607	5,684	5,675	17,372
Імовірність перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН СТ $S(I_{kz})$ , в.о.	$6,2267 \cdot 10^{-4}$	$6,2383 \cdot 10^{-4}$	$1,1102 \cdot 10^{-15}$	$4,4409 \cdot 10^{-16}$	$6,6613 \cdot 10^{-16}$
Зареєстроване значення зміни опору КЗ обмотки ВН $\Delta Z_k$ , %	2	3	1,5	2,57	1,0
Зареєстроване значення ступеню полімеризації $DP$ , од.	500	745	810	450	450
Ризик відмови СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі ЕЕС $R_{kz}$ , в.о.	0,649	0,274	0,332	0,196	0,321

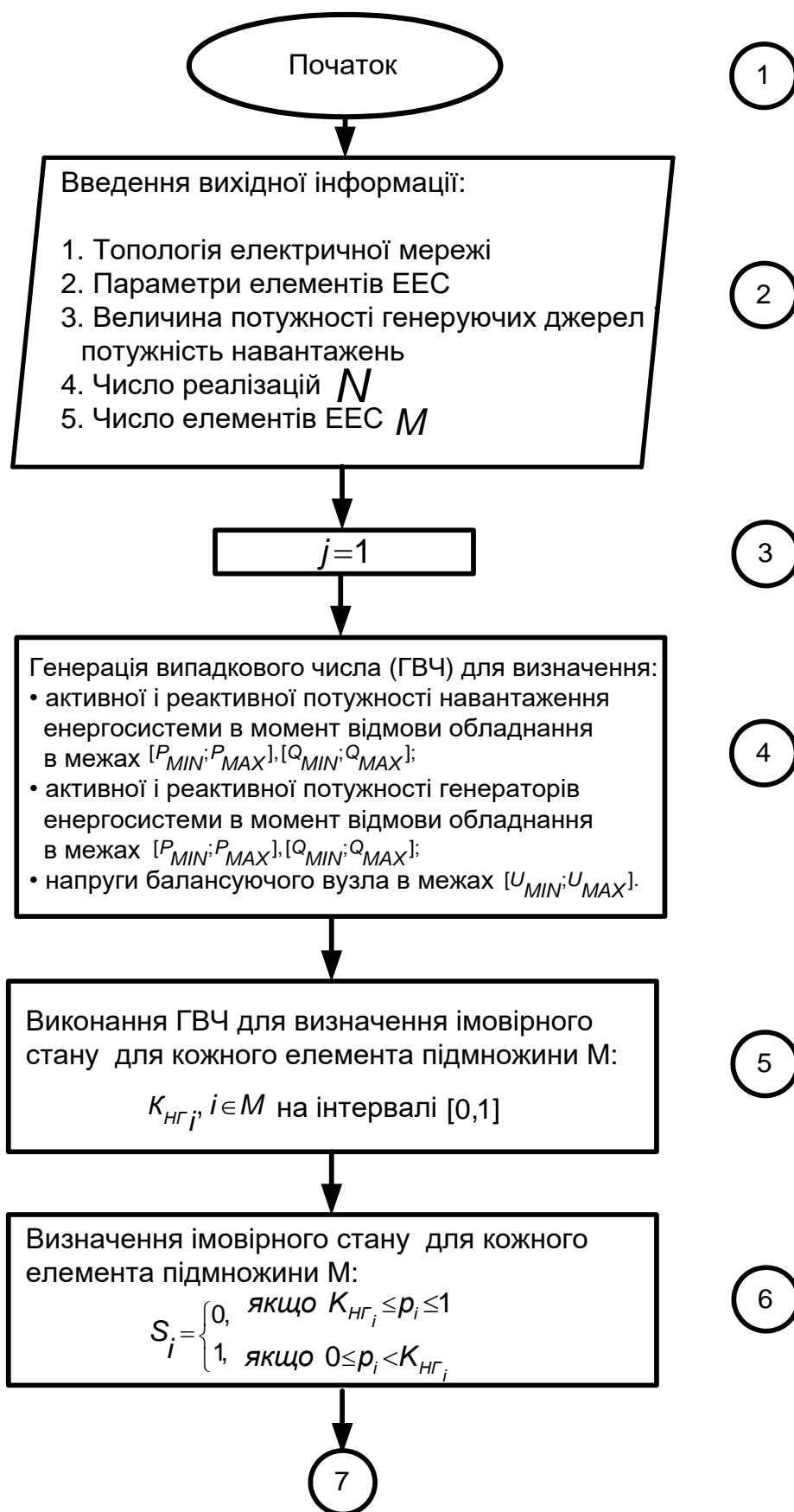
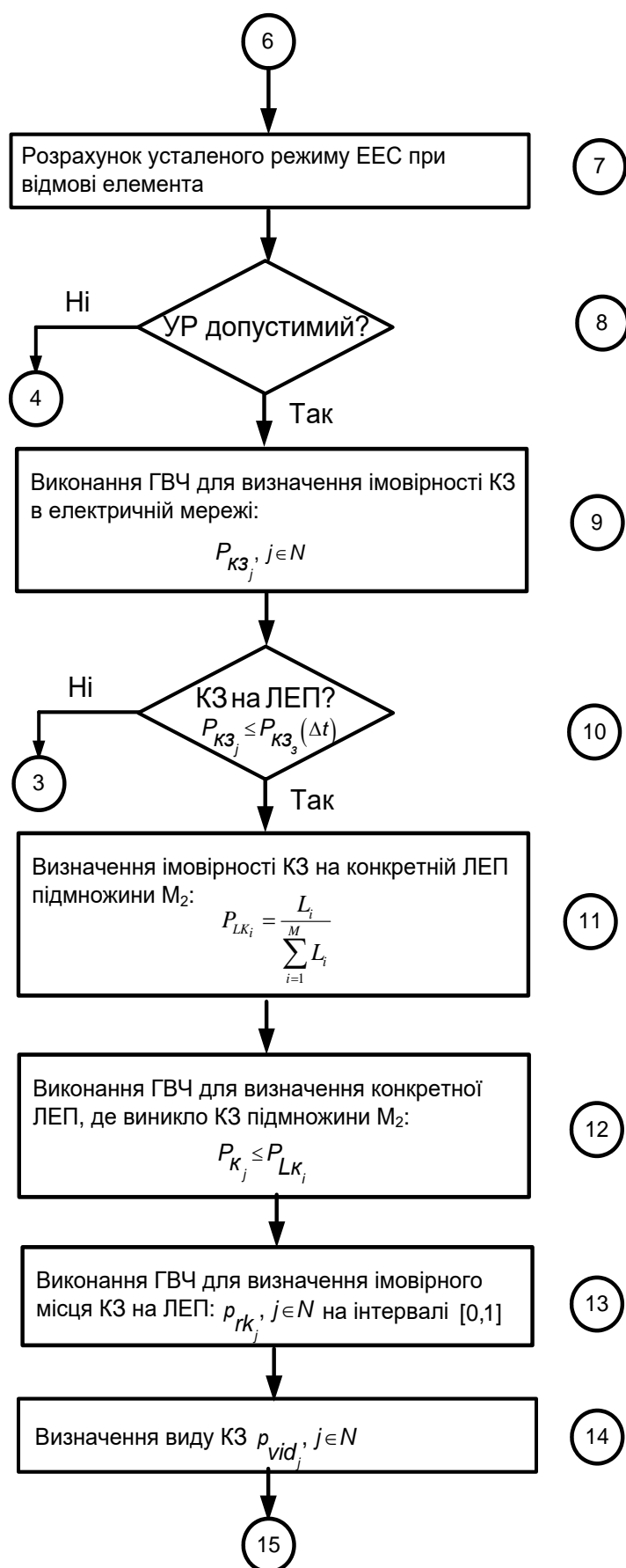
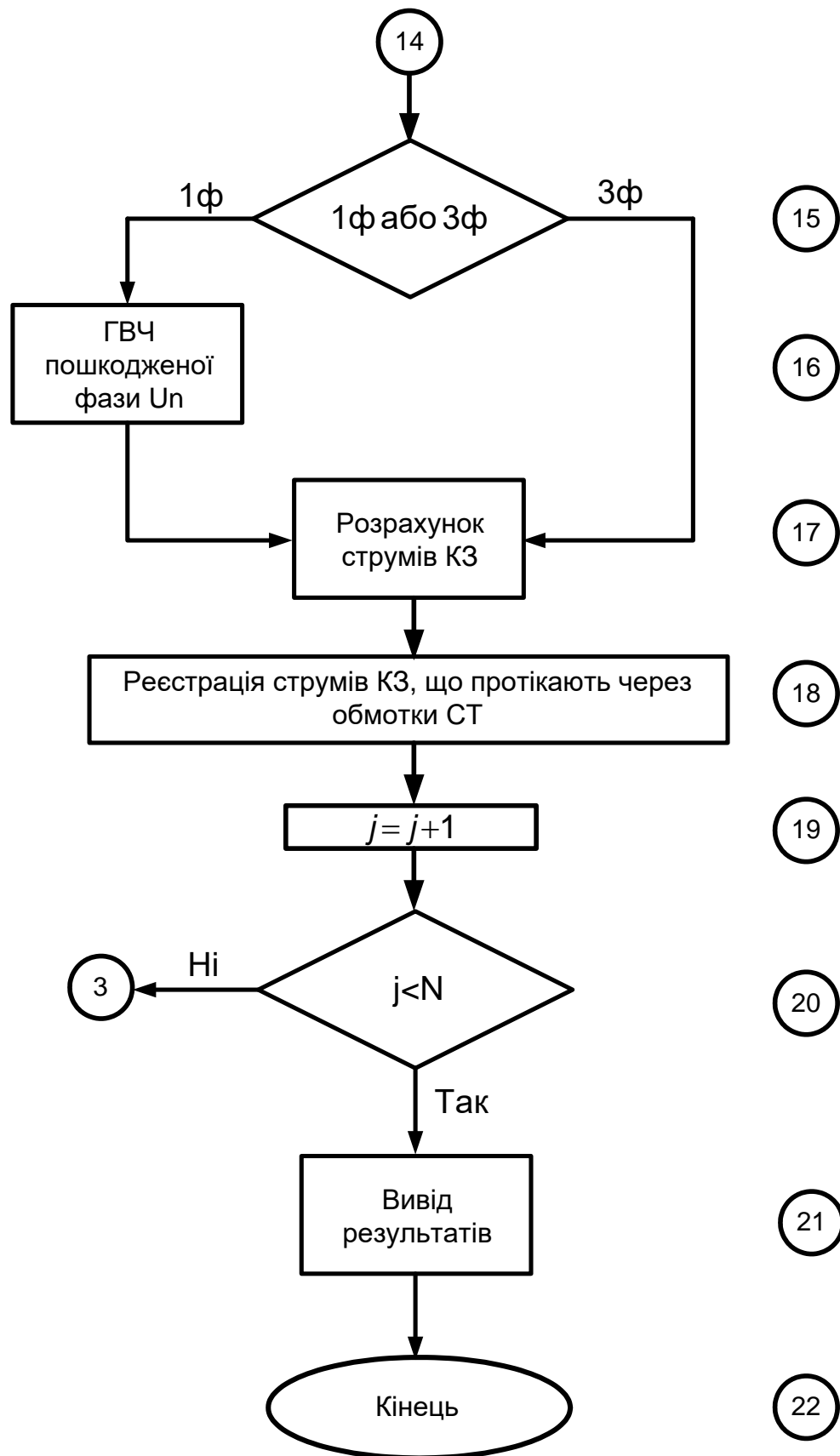


Рис. Д.2—Алгоритм визначення імовірності появи КЗ в діапазоні можливих значень струмів КЗ





Продовж. рис. Д.2



Продовж. рис. Д.2

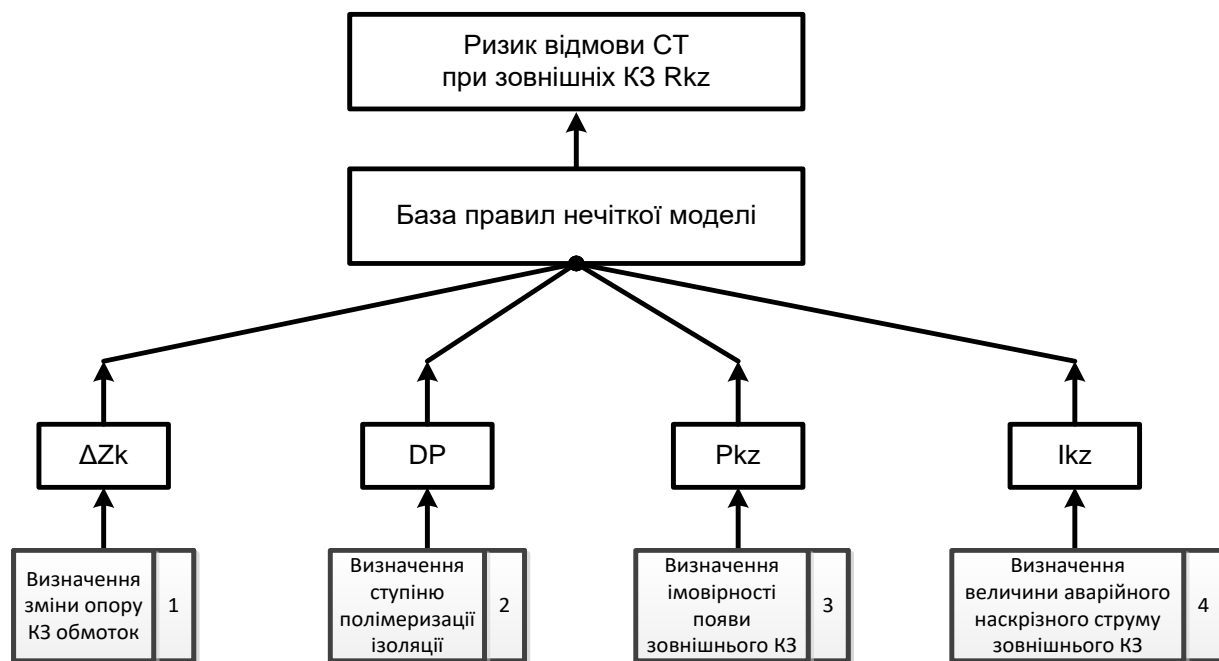


Рис. Д.3. – Ієрархічна структурна схема лінгвістичної моделі СТ для визначення ризику відмови СТ внаслідок дії зовнішніх КЗ

## ДОДАТОК Е

## Оцінка ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах електрообладнання

Для представленої схеми (рис.Е.1) з метою визначення імовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (високовольтних вимикачів, силових трансформаторів і ліній електропередачі) було розраховано 100 режимів з використанням алгоритму імовірнісно-статистичного моделювання. В таблиці Е.1 наведено результати розрахунку ризику відмови вимикачів, ЛЕП, трансформаторів і автотрансформаторів на заданому інтервалі часу  $\Delta t = 1$  міс як в результаті порушення нормального режиму за різних причин, так і в результаті перенавантажень (для ліній електропередачі) при відмовах електрообладнання.

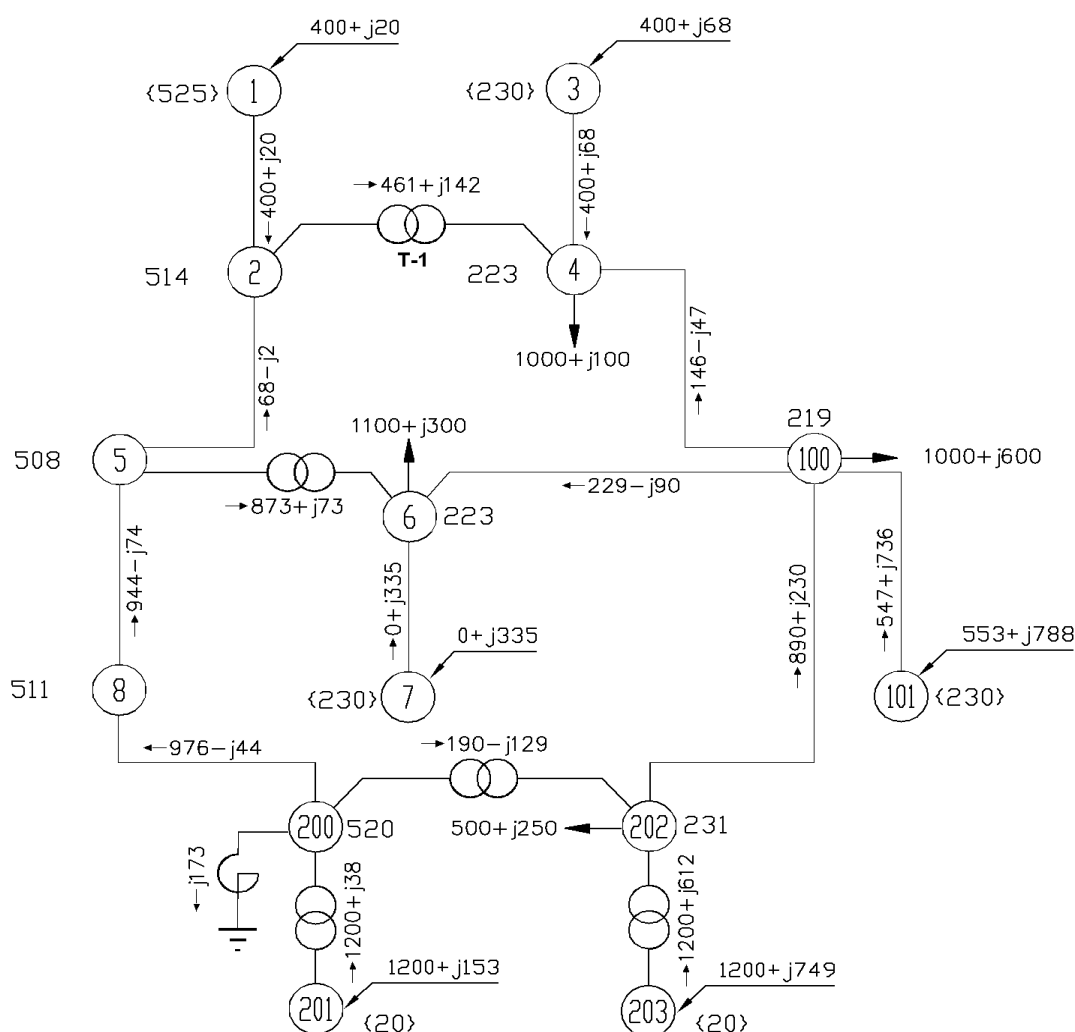


Рис. Е.1 – Розрахункова схема тестової моделі ЕЕС

Таблиця Е.1

**Результати визначення ризику порушення динамічної стійкості при відмовах електрообладнання для різного завантаження ЕЕС**

Найменування	Завантаження ЕЕС $S_{\text{сум}}^*$ , %											
	1 Н: 100 Г: 68.0	2 Н: 100 Г: 68.0	3 Н: 90 Г: 58.0	4 Н: 80 Г: 48.0	5 Н: 70 Г: 38.0	6 Н: 70 Г: 38.0	7 Н: 60 Г: 28.0	8 Н: 60 Г: 28.0	9 Н: 80 Г: 48.0	10 Н: 90 Г: 58.0	11 Н: 100 Г: 68.0	12 Н: 106,5 Г: 74.0
Кількість ітерацій	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Імовірності відмов елементів:</b>												
<b>Генератори:</b>												
G1-20 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0
G3-20 кВ	0.01	0.01	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0.01	0.01
G7-20 кВ	0.06	0.03	0.04	0.03	0	0.03	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
G201-500 кВ	0.01	0	0	0	0	0.01	0	0.01	0.01	0	0	0
G203-220 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0
<b>Мережеві силові трансформатори:</b>												
T1-500/220 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T2-500/220 кВ	0.05	0.06	0.04	0	0	0	0	0	0	0.03	0.06	0.03
T3-500/220 кВ	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Блочні силові трансформатори:</b>												
T4-500/220 кВ	0.01	0	0	0.02	0	0.01	0	0.01	0	0.02	0	0
T5-500/220 В	0.01	0	0.01	0.01	0	0.01	0.03	0	0.01	0.01	0	0.03
<b>Повітряні ЛЕП-500 кВ:</b>												
L1-2-70 км	0.01	0.01	0.07	0.07	0.01	0.01	0.05	0.05	0.07	0.07	0.01	0.05
L2-5-50 км	0	0	0.01	0.02	0	0	0	0	0	0.02	0	0.02
L5-8-100 км	0.01	0	0.03	0.01	0.03	0.01	0.05	0.04	0.03	0.01	0	0.05
L8-200-100 км	0	0	0.04	0.03	0	0	0.04	0.01	0.04	0.03	0	0.04
<b>Повітряні ЛЕП-220 кВ:</b>												
L100-202-50км	0.06	0.03	0.01	0	0	0	0	0	0	0.05	0.03	0.07
L100-202(1)-150 км	0.07	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0.02	0.03
L3-4-60 км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L3-4(1)-60 км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L6-7-30 км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L6-7(1)-30 км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L4-100-150 км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L6-100-63,5км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Повітряні ЛЕП-220 кВ зв'язку з ЕЕС:</b>												
L100-101-16км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L100-101(1)-16км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ризик порушення динамічної стійкості в ЕЕС <math>R_{DU}(\Delta t)</math></b>	0.26	0.22	0.25	0.19	0.06	0.09	0.2	0.16	0.18	0.27	0.22	0.36

\*) Примітка. Н – сумарне значення споживання електричної енергії  $S_N$ , %; Г – сумарне значення генерації електричної енергії  $S_G$ , %.

## Моделювання оцінки ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання Центральної електроенергетичної системи

Таблиця Е.2

Структура генерації Центральної ЕС

Найменування	Встановлена потужність, МВт
Трипільська ТЕС	1800
ТЕЦ-5	700
ТЕЦ-6	500
Черкаська ТЕЦ	200
Чернігівська ТЕЦ	210
Дарницька ТЕЦ	160
Білоцерківська ТЕЦ	120
Київська ГЕС	429,5
Канівська ГЕС	472
Київська ГАЕС	235,5
Малі ГЕС	10,7
Блокстанції, інші електростанції та ВЕС	16,1
Всього по Центральній ЕС:	4853,8

Таблиця Е.3

Дані для оцінки технічного стану та імовірності відмови магістральних ЛЕП  
Центральної енергосистеми

№ за/п	Назва ПЛ	Рік введення в експлуатацію	Довжина ЛЕП по трасі, км	Марка і переріз проводу
ПЛ 750 кВ				
1	Чорнобильська АЕС – Київська	1981	124,700	5хАС-400/51 (123,4 км)
		2008	0,900	4хАС-500/64 (2,2 км)
2	Київська – Вінницька	1981	15,880	5хАС-400/51 (119,48 км)
		1982	103,140	
		2008	0,460	
3	Чорнобильська АЕС – Хмельницька АЕС	1979	185,400	4хАС-500/64 (269 км)
		1980	83,600	
ПЛ 330 кВ				
4	Новокиївська – Жовтнева	1961	33,450	2хАС-300 (34,1 км)
		1964	0,650	
5	Новокиївська – Північна	1964	36,700	2хАСО-300 (47,900 км)
		1967	11,200	
6	Київська ТЕЦ № 6 – Броварська	1964	27,400	2хАСО-300 (27,4 км) 2хАС-300/39 (17,4 км)
		1977	11,800	
		1984	5,600	
7	Київська ТЕЦ № 6 – Північна	1964	20,820	2хАСО-300 (21,26 км) 2хАСУ-300 (0,39 км) 2хАС-330/39 (5,85 км)
		1967	0,830	
		1984	5,850	
8	Трипільська ТЕС – Житомирська	1969	82,000	2хАСО-300 (172,4 км)
		1970	90,400	

Продовж. таблиці Е.3

№ за/п	Назва ПЛ	Рік введення в експлуатацію	Довжина ЛЕП по трасі, км	Марка і переріз проводу
9	Київська ТЕЦ № 5 – Новокиївська	1975	19,100	2хАСО-300 (19,1 км)
10	Чорнобильська АЕС – Північна	1975	107,700	2хАС-300/39 (105,64) 4хАС-300/39 (2,06)
11	Чорнобильська АЕС – Лісова	1976	134,980	2хАС-300/39 (134,98 км)
12	Чорнобильська АЕС – Мозир	1983	25,000	2хАС-400/51 (25 км)
13	Чорнобильська АЕС – Славутич	1978	31,050	2хАС-400/51 (26,84 км) 4хАС-500/51 (0,91 км) 2хАС-400/93 (0,66 км) 4хАС-500/64 (2 км) 2хАС-500/336 (0,64)
14	Броварська – Ніжинська	1964	82,400	2хАСО-300 (82,4 км)
		1977	12,200	2хАС-300/39 (12,2 км)
15	Трипільська ТЕС – Канівська ГЕС	1961	56,100	2хАС-300 (56,1 км)
		1969	15,700	2хАСО-300 (34,5 км)
		1974	18,800	
16	Трипільська ТЕС – Білоцерківська	1965	37,420	2хАСО-300 (72,260 км)
		1969	21,350	
		1971	13,490	
17	Трипільська ТЕС – Новокиївська №1	1965	25,350	2хАСО-300 (47,07 км)
		1969	21,720	
18	Трипільська ТЕС – Новокиївська №2	1961	35,400	2хАС-300 (35,4 км) 2хАСО-300 (11,5 км)
		1969	11,500	
19	Київська ТЕЦ № 5 – Броварська	1976	49,900	2хАС-300/39 (48,905 км) 2хАС-500/336 (0,995 км)
20	Житомирська – Лісова	1972	73,300	2хАСО-300 (73,3 км)
21	Ніжинська – Конотоп	1964	93,500	2хАСО-300 (93,5 км)
22	Славутич – Чернігівська	1978	40,770	2хАС-400/51 (40,77 км)
23	Чернігівська – Ніжинська	1987	106,640	2хАС-400/51 (106,64 км)
24	Чернігівська – Гомель	1978	49,100	2хАС-300/39 (49,1 км)

Продовж. таблиці Е.3

№ за/п	Назва ПЛ	Рік введення в експлуатацію	Довжина ЛЕП по трасі, км	Марка і переріз проводу
25	Канівська ГЕС – Поляна	1961	63,680	2хАС-300 (63,68 км)
		1974	15,120	2хАСО-300 (15,12 км)
		1974	2,400	
27	Кременчуцька ГЕС – Черкаська	1960	107,700	2хАСО-332 (107,7 км)
		1970	16,100	2хАС-300 (7 км) 2хАСО-300 (9,1 км)
28	Білоцерківська – Козятин	1965	62,410	2хАСО-300 (78,44 км)
		1971	16,030	
29	Житомирська – Шепетівка	1964	82,14	2хАСО-300 (82,14 км)

Таблиця Е.4

Дані для оцінки технічного стану та імовірності відмови мережевих силових трансформаторів магістральних ПС 330-750 кВ Центральної енергосистеми

№ за/п	Назва ПС	Номер та тип СТ	Рік виготовлення/встановлення	Аварійне перевантаження у % (120/80 хв)
1	ПС 330 кВ "Жовтнева"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1986/1986	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1987/1988	30/45
2	ПС 330 кВ "Новокиївська"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1982/1983	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1984/1984	30/45
3	ПС 330 кВ "Північна"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1994/2005	30/45
		АТ-2 АТДТН-200000/330	2009/2009	30/45
		АТ-3 АТДТН-200000/330	2011/2012	30/45
4	ПС 330 кВ "Броварська"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1977/1977	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1982/1982	30/45
5	ПС 330 кВ "Білоцерківська"	АТ-1 АТДЦТН-125000/330	1989/1990	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-125000/330	1970/1971	30/45
		АТ-3 АТДЦТН-125000/330	1985/1986	30/45
6	ПС 330 кВ "Житомирська"	АТ-1 АТДТН-200000/330	2009/2009	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1983/1985	30/45
		АТ-3 АТДЦТН-200000/330	1990/1994	30/45
7	ПС 330 кВ "Лісова"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1976/1976	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1980/1980	30/45
8	ПС 330 кВ "Чернігівська"	АТ-1 АТДЦТН-125000/330	1980/1980	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-125000/330	1984/1984	30/45
9	ПС 330 кВ "Славутич"	АТ-1 АТДЦТН-125000/330	1987/1987	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-125000/330	1987/1987	30/45
10	ПС 330 кВ "Ніжинська"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	2000/2004	30/45
		АТ-2 АТДТН-200000/330	2008/2008	30/45
11	ПС 330 кВ "Поляна"	АТ-1 АТДЦТН-200000/330	1985/1985	30/45
		АТ-2 АТДЦТН-200000/330	1973/1974	30/45
12	ПС 330 кВ "Черкаська"	АТ-2 АТДЦТН-125000/330	1991/1991	30/45
		АТ-3 АТДЦТН-125000/330	1988/1988	30/45



Таблиця Е.5

Вихідні дані розрахункової схеми Центральної електроенергетичної системи

Номер вузла (поч.)	Номер вузла (кін.)	Назва вузла (початок)	Назва вузла (кінець)	Активний опір лінії R, Ом	Реактивний опір лінії X, Ом	Ідоп, кА	Іав, кА
703	727	ЧАЕС-750	ЧАЕС-330	0,98	54,28	0,76	0,92
703	727	ЧАЕС-750	ЧАЕС-330	0,93	56,3	0,76	0,92
703	772	ЧАЕС-750	Київська-750	1,834	39,079	5,81	6,97
703	808	ЧАЕС-750	ХАЕС-750	4,75	91,61	5,81	6,97
729	727	Лісова-330	ЧАЕС-330	6,46	43,5	2,18	2,64
727	728	ЧАЕС-330	ЧАЕС-110	2,28	90,6	0,21	0,26
727	728	ЧАЕС-330	ЧАЕС-110	2,31	89,73	0,21	0,26
727	6460	ЧАЕС-330	Мозирь-330	4,09	35,53	2,53	3,04
731	732	Славутич-330	Славутич-110	1,86	93,2	0,21	0,26
727	731	ЧАЕС-330	Славутич-330	1,93	16,75	2,53	3,04
723	724	Північна-330	Північна-110	1,17	56,097	0,35	0,42
723	724	Північна-330	Північна-110	1,37	58,28	0,35	0,42
727	723	ЧАЕС-330	Північна-330	5,16	34,75	2,18	2,64
721	722	КТЕЦ-6-330	КТЕЦ-6-110	1,32	55	0,35	0,42
721	722	КТЕЦ-6-330	КТЕЦ-6-110	1,3	55,54	0,35	0,42
723	721	Північна-330	КТЕЦ-6-330	1,32	8,86	2,09	2,50
709	708	Ново-Київська-330	Ново-Київська-110	1,34	58,53	0,35	0,42
709	708	Ново-Київська-330	Ново-Київська-110	1,25	58,26	0,35	0,42
709	723	Ново-Київська-330	Північна-330	2,29	15,44	2,18	2,62
733	734	Чернігівська-330	Чернігівська-110	2,35	89,74	0,21	0,26
733	734	Чернігівська-330	Чернігівська-110	2,35	88,87	0,21	0,26
731	733	Славутич-330	Чернігівська-330	1,5	12,97	2,53	3,04
733	6401	Чернігівська-330	Гомель (Білорусь)	5,05	33,29	2,18	2,62
735	736	Броварська-330	Броварська-110	1,3	55,54	0,35	0,42
735	736	Броварська-330	Броварська-110	1,33	55	0,35	0,42
721	735	КТЕЦ-6-330	Броварська-330	2,15	14,44	2,18	2,62
701	702	Ніжинська-330	Ніжинська-110	1,116	63,976	0,35	0,42
701	702	Ніжинська-330	Ніжинська-110	1,44	64,27	0,35	0,42
735	701	Броварська-330	Ніжинська-110	4,53	30,49	2,184	2,62
733	701	Чернігівська-330	Ніжинська-330	3,91	33,92	2,537	3,044
719	707	КТЕЦ-5-330	КТЕЦ-5-110	1,59	53,36	0,35	0,42
719	707	КТЕЦ-5-330	КТЕЦ-5-110	1,66	53,52	0,35	0,42
709	719	Ново-Київська-330	КТЕЦ-5-330	0,91	6,16	2,184	2,62
719	735	КТЕЦ-5-330	Броварська-330	2,39	16,09	2,184	2,62
701	214	Ніжинська-330	Конотоп-330	4,48	30,14	2,184	2,62
720	709	ТпТЕС-330	Ново-Київська-330	2,26	15,18	2,122	2,546
720	709	ТпТЕС-330	Ново-Київська-330	2,25	15,12	2,184	2,62
706	705	Жовтнева-330	Жовтнева-110	1,38	58,81	0,35	0,42
706	705	Жовтнева-330	Жовтнева-110	1,43	58,26	0,35	0,42
709	706	Ново-Київська-330	Жовтнева-330	1,63	10,99	2,122	2,546
729	730	Лісова-330	Лісова-110	1,43	57,72	0,35	0,42
729	730	Лісова-330	Лісова-110	1,56	55,54	0,35	0,42

Продовж. таблиці Е.5

Номер вузла (поч.)	Номер вузла (кін.)	Назва вузла (початок)	Назва вузла (кінець)	Активний опір лінії R, Ом	Реактивний опір лінії X, Ом	Ідоп, кА	Іав, кА
712	713	Житомирська-330	Житомирська-110	1,149	62,342	0,35	0,42
712	713	Житомирська-330	Житомирська-110	1,364	57,71	0,35	0,42
712	729	Житомирська-330	Лісова-330	3,51	23,63	2,184	2,62
712	803	Житомирська-330	Шепетівка-330	6,15	41,39	2,184	2,62
772	827	Київська-750	Вінницька-750	2,599	53,099	6,343	7,61
712	720	Житомирська-330	ТпТЕС-330	8,26	55,59	2,184	2,62
714	715	КанГЕС-330	КанГЕС-110	1,59	52,59	0,35	0,42
714	715	КанГЕС-330	КанГЕС-110	1,61	52,92	0,35	0,42
720	714	ТпТЕС-330	КанГЕС-330	4,34	29,2	2,184	2,6
710	711	Білоцерківськ а-330	Білоцерківська-110	1,41	64,55	0,218	0,26
710	711	Білоцерківськ а-330	Білоцерківська-110	2,48	90,61	0,218	0,26
710	711	Білоцерківськ а-330	Білоцерківська-110	2,82	84,86	0,218	0,26
710	720	Білоцерківськ а-330	ТпТЕС-330	3,46	23,29	2,184	2,62
714	725	КанГЕС-330	Поляна-330	3,77	25,4	2,184	2,62
725	726	Поляна-330	Поляна-110	1,46	52,59	0,35	0,42
725	726	Поляна-330	Поляна-110	1,41	58,81	0,35	0,42
725	716	Поляна-330	Черкаська-330	0,88	5,93	2,122	2,54
716	717	Черкаська-330	Черкаська-110	2,52	92,78	0,219	0,26
716	717	Черкаська-330	Черкаська-110	1,91	92,35	0,219	0,26
328	716	КрГЕС-330	Черкаська-330	5,93	39,91	2,122	2,54
840	710	Козятин-330	Білоцерківська-330	7,66	51,52	2,184	2,62

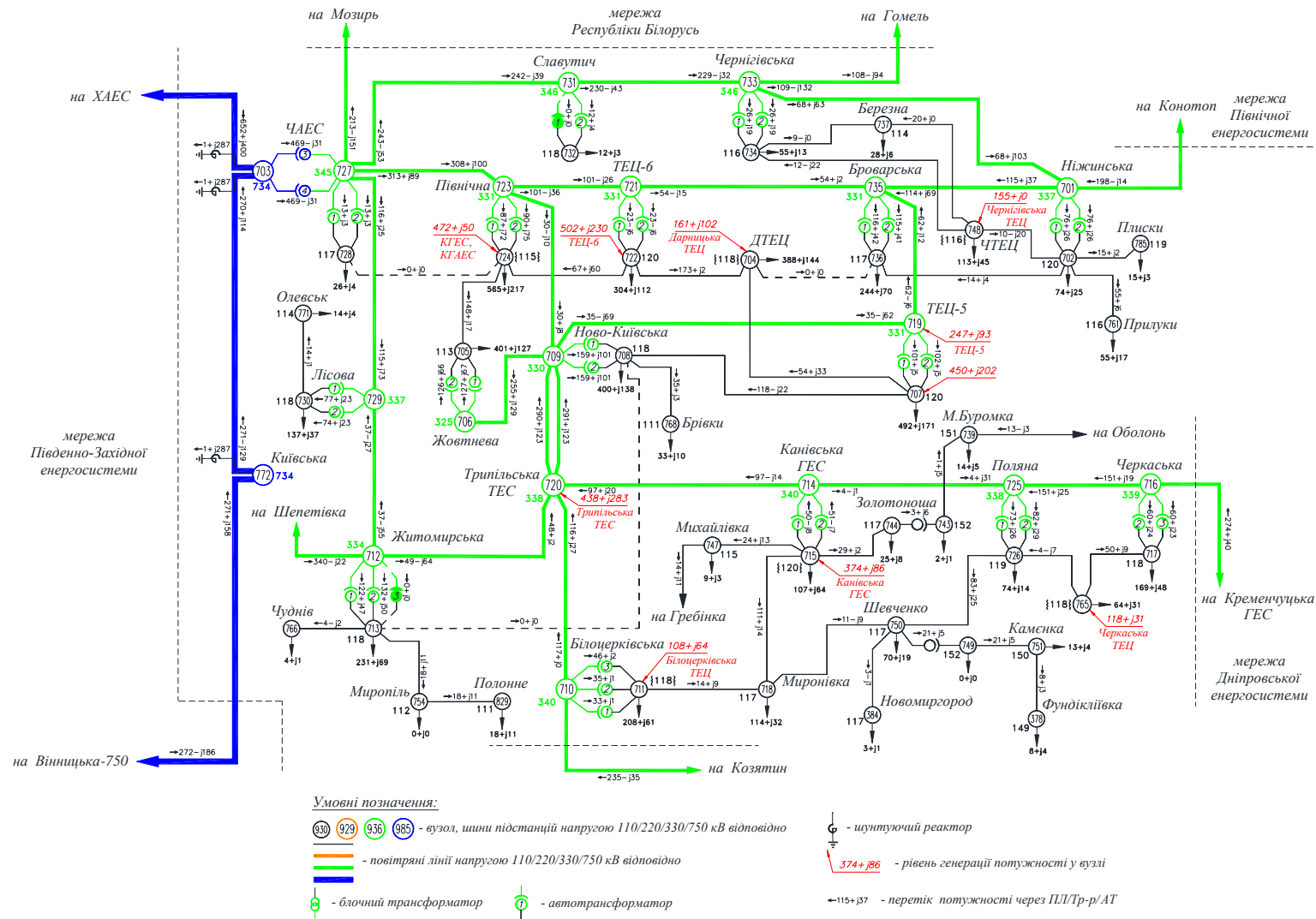


Рис. Е.2 – Розрахункова схема мережі 330 – 750 кВ Центральної ЕС (нормальний режим роботи зимового періоду максимуму навантаження 2010 року)

Таблиця Е.6

**Результати розрахунку ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання**

№ гілки	Найменування гілки	Елементи, що входять до складу гілки*	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання, $R_v (\Delta t)$
1	328-716	L1	1	0,01
		B2	0	
		B3	0	
2	701-702	S4	0	0,04
		B5	2	
		B6	2	
3	701-702	S7	1	0,03
		B8	1	
		B9	1	
4	701-214	L10	0	0
		B11	0	
		B12	0	
5	703-727	S13	0	0,02
		B14	0	
		B15	2	
6	703-727	S16	0	0,05
		B17	2	
		B18	3	
7	703-772	L19	1	0,01
		B20	0	
		B21	0	
8	703-808	L22	2	0,04
		B23	1	
		B24	1	
9	706-705	S25	1	0,02
		B26	1	
		B27	0	
10	706-705	S28	1	0,03
		B29	1	
		B30	1	
11	709-708	S31	0	0,01
		B32	1	
		B33	0	
12	709-708	S34	0	0,01
		B35	1	
		B36	0	
13	709-723	L37	1	0,01
		B38	0	
		B39	0	
14	709-719	L40	0	0,00
		B41	0	
		B42	0	
15	709-706	L43	0	0,00
		B44	0	
		B45	0	
16	710-711	S46	0	0,01
		B47	0	
		B48	1	

Продовж. таблиці Е.6

№ гілки	Найменування гілки	Елементи, що входять до складу гілки*	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання, $R_v (\Delta t)$
17	710-711	S49	0	0,01
		B50	1	
		B51	0	
18	710-711	S52	0	0,01
		B53	0	
		B54	1	
19	710-720	L55	0	0,00
		B56	0	
		B57	0	
20	712-713	S58	3	0,05
		B59	0	
		B60	2	
21	712-713	S61	0	0,03
		B62	2	
		B63	1	
22	712-729	L64	1	0,03
		B65	1	
		B66	1	
23	712-803	L67	1	0,01
		B68	0	
		B69	0	
24	712-720	L70	0	0,00
		B71	0	
		B72	0	
25	714-715	S73	0	0,00
		B74	0	
		B75	0	
26	714-715	S76	0	0,00
		B77	0	
		B78	0	
27	714-725	L79	0	0,01
		B80	0	
		B81	1	
28	716-717	S82	0	0,00
		B83	0	
		B84	0	
29	716-717	S85	0	0,01
		B86	1	
		B87	0	
30	719-707	S88	0	0,01
		B89	1	
		B90	0	
31	719-707	S91	0	0
		B92	0	
		B93	0	
32	719-735	L94	0	0,02
		B95	1	
		B96	1	
33	720-709	L97	0	0
		B98	0	
		B99	0	

Продовж. таблиці Е.6

№ гілки	Найменування гілки	Елементи, що входять до складу гілки*	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання, $R_v (\Delta t)$
34	720-709	L100	0	0
		B101	0	
		B102	0	
35	720-714	L103	0	0
		B104	0	
		B105	0	
36	721-722	S106	0	0,02
		B107	1	
		B108	1	
37	721-722	S109	1	0,03
		B110	2	
		B111	0	
38	721-735	L112	1	0,01
		B113	0	
		B114	0	
39	723-724	S115	0	0,04
		B116	0	
		B117	4	
40	723-724	S118	0	0,02
		B119	0	
		B120	2	
41	723-721	L121	0	0
		B122	0	
		B123	0	
42	725-726	S124	0	0,01
		B125	1	
		B126	0	
43	725-726	S127	0	0
		B128	0	
		B129	0	
44	725-716	L130	0	0
		B131	0	
		B132	0	
45	727-728	S133	0	0,01
		B134	1	
		B135	0	
46	727-728	S136	0	0,01
		B137	1	
		B138	0	
47	727-6460	L139	0	0,02
		B140	0	
		B141	2	
48	727-731	L142	1	0,02
		B143	1	
		B144	0	
49	727-723	L145	0	0,01
		B146	1	
		B147	0	
50	729-727	L148	0	0,01
		B149	1	
		B150	0	

Продовж. таблиці Е.6

№ гілки	Найменування гілки	Елементи, що входять до складу гілки*	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання, $R_v (\Delta t)$
51	729-730	S151	0	0,02
		B152	2	
		B153	0	
52	729-730	S154	1	0,02
		B155	1	
		B156	0	
53	731-732	S157	1	0,01
		B158	0	
		B159	0	
54	731-733	L160	2	0,02
		B161	0	
		B162	0	
55	733-734	S163	0	0,02
		B164	2	
		B165	0	
56	733-734	S166	0	0,01
		B167	1	
		B168	0	
57	733-6401	L169	1	0,02
		B170	1	
		B171	0	
58	733-701	L172	0	0,02
		B173	1	
		B174	1	
59	735-736	S175	0	0,01
		B176	0	
		B177	1	
60	735-736	S178	0	0,03
		B179	1	
		B180	2	
61	735-701	L181	1	0,02
		B182	1	
		B183	0	
62	772-827	L184	1	0,01
		B185	0	
		B186	0	
63	840-710	L187	0	0,00
		B188	0	
		B189	0	

\*) Примітка. Для імовірісно-статистичного моделювання елементи, що входять до складу гілки схеми ЕЕС мають наступні позначення: S49 - силовий трансформатор з порядковим номером 49; B50 - високовольтний вимикач з порядковим номером 50; L97 - повітряна ЛЕП з порядковим номером 97.

Таблиця Е.7

Результати моніторингу параметрів режиму підсистеми ЕЕС для визначення ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання

№ ітерації	№ гілки, що відмовила	Елемент, що відмовив	№ елемента, що відмовив	Порушення стійкості напруги у вузлах схеми підсистеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання підсистеми ЕЕС
1	63	L	187	немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 103% Іном Гілка схеми №709-708 АТ-2 103% Іном
2	48	L	142	Вузол №702 10,26% Uном	Немає
3	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
4	40	B	120	Немає	Немає
5	55	B	164	Немає	Немає
6	48	B	143	Немає	Немає
7	20	S	58	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 138% Іном
8	21	B	63	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-1 139% Іном
9	61	B	182	Вузол №702 10,9% Uном	Немає
10	60	B	179	Немає	Гілка схеми №735-736 АТ-2 111% Іном
11	30	B	89	Немає	Немає
12	17	B	50	Немає	Немає
13	1	L	1	Немає	Немає
14	58	B	173	Немає	Немає
15	51	B	152	Немає	Немає
16	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 100% Іном Гілка схеми №709-708 АТ-2 101% Іном
17	10	B	29	Немає	Гілка схеми №706-705 АТ-1 115% Іном
18	39	B	117	Немає	Немає
19	22	B	65	Немає	Немає
20	60	B	180	Немає	Гілка схеми №735-736 АТ-1 126% Іном
21	57	B	170	Немає	Немає
22	52	B	155	Немає	Немає



Продовж. таблиці Е.7

№ ітерації	№ гілки, що відмовила	Елемент, що відмовив	№ елемента, що відмовив	Порушення стійкості напруги у вузлах схеми підсистеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання підсистеми ЕЕС
23	42	B	125	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 110% Іном
24	54	L	160	Погашення вузла №732	Немає
25	3	B	8	Немає	Немає
26	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
27	49	B	146	Немає	Немає
28	5	B	15	Немає	Немає
29	9	S	25	Немає	Гілка схеми №706-705 АТ-2 118% Іном
30	20	B	60	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 129% Іном
31	29	B	86	Немає	Немає
32	8	L	22	Немає	Немає
33	6	B	18	Немає	Немає
34	22	B	66	Немає	Немає
35	7	L	19	Немає	Немає
36	2	B	5	Немає	Немає
37	42	B	126	Немає	Немає
38	36	B	107	Немає	Немає
39	10	B	30	Немає	Гілка схеми №706-705 АТ-1 104% Іном
40	21	B	62	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-1 131% Іном
41	50	B	149	Немає	Немає
42	22	B	66	Немає	Немає
43	2	B	5	Немає	Немає
44	39	B	117	Немає	Немає
45	10	S	28	Немає	Гілка схеми №706-705 АТ-1 112% Іном
46	54	L	160	Погашення вузла №732	Немає
47	20	B	60	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 128% Іном
48	20	S	58	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 144% Іном

Продовж. таблиці Е.7

№ ітерації	№ гілки, що відмовила	Елемент, що відмовив	№ елемента, що відмовив	Порушення стійкості напруги у вузлах схеми підсистеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання підсистеми ЕЕС
49	61	L	181	Вузол №702 11,4% Uном	Немає
50	5	B	15	Немає	Немає
51	12	B	35	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 135% Iном
52	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
53	38	L	112	Немає	Немає
54	23	L	67	Немає	Немає
55	6	B	17	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 100% Iном Гілка схеми №709-708 АТ-2 101% Iном
56	51	B	152	Немає	Немає
57	39	B	117	Немає	Немає
58	21	B	62	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-1 142% Iном
59	20	S	58	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 128% Iном
60	6	B	17	Немає	Гілка схеми №735-736 АТ-1 107% Iном
61	53	B	158	Погашення вузла №732	Немає
62	6	B	18	Немає	Немає
63	8	B	24	Немає	Немає
64	58	B	174	Немає	Немає
65	59	B	177	Немає	Гілка схеми №735-736 АТ-2 124% Iном
66	37	S	109	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 101% Iном Гілка схеми №709-708 АТ-2 102% Iном
67	53	S	157	Погашення вузла №732	Гілка схеми №709-708 АТ-2 100% Iном
68	2	B	6	Немає	Немає
69	47	B	141	Немає	Немає
70	39	B	117	Немає	Немає
71	32	B	95	Немає	Немає

Продовж. таблиці Е.7

№ ітерації	№ гілки, що відмовила	Елемент, що відмовив	№ елемента, що відмовив	Порушення стійкості напруги у вузлах схеми підсистеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання підсистеми ЕЕС
72	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
73	40	В	120	Немає	Немає
74	9	В	26	Немає	Гілка схеми №706-705 АТ-2 113% Іном
75	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
76	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 102% Іном Гілка схеми №709-708 АТ-2 102% Іном
77	56	В	167	Немає	Немає
78	32	В	96	Немає	Немає
79	18	В	54	Немає	Немає
80	27	В	81	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 100% Іном Гілка схеми №709-708 АТ-2 101% Іном
81	3	В	9	Немає	Немає
82	37	В	110	Немає	Немає
83	11	В	32	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-2 146% Іном
84	55	В	164	Немає	Немає
85	Елементи, що відмовили відсутні	---	---	Немає	Немає
86	13	Л	37	Немає	Немає
87	8	В	23	Немає	Немає
88	57	Л	169	Немає	Немає
89	45	В	134	Немає	Немає
90	2	В	6	Немає	Гілка схеми №709-708 АТ-1 100% Іном Гілка схеми №709-708 АТ-2 100% Іном
91	46	В	137	Немає	Немає
92	3	С	7	Немає	Немає
93	47	В	141	Немає	Немає

*Продовж. таблиці Е.7*

№ ітерації	№ гілки, що відмовила	Елемент, що відмовив	№ елемента, що відмовив	Порушення стійкості напруги у вузлах схеми підсистеми ЕЕС	Термічні перевантаження електрообладнання підсистеми ЕЕС
94	16	В	48	Немає	Гілка схеми №712-713 АТ-2 132% Іном
95	60	В	180	Немає	Гілка схеми №735-736 АТ-1 123% Іном
96	36	В	108	Немає	Немає
97	37	В	110	Немає	Немає
98	22	L	64	Немає	Немає
99	8	L	22	Немає	Немає
100	6	В	18	Немає	Немає

**Програмний код, який визначає програмне забезпечення імовірно-статистичного моделювання для оцінки ризику відмови елементів тестової схеми ЕЕС**

```

#include <vcl.h>
#include <conio.h>
#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <string.h>
#include <iostream.h>
#include <time.h>
#include <fstream.h>
#include <ostream.h>
#include <iomanip.h>
#include <math.h>
#pragma hdrbetaop
# define n 68//к-сть обладнання ЛЕП,
тр-рів та інших
# define m 1 // к-сть інтервалів t2=
t1+delta ....
# define N 30// к-сть гілок
# define g 30 // к-сть відключень
#pragma argsused
struct EQUIPMENT {
char name[8];// nazvanie vetki
float tn; float alpha[3]; float beta[3];
float gama[3]; float mu[3];
float T[3];// intervaly vremeni
int branch;   }
rec[n];

struct sys {int b1,b2,b3,b4;float k[3]; }
line[N]; void ffa(int,float * );
float ff(float t, int i) ; float fr1(float bb, int
i,float a,float b,float t1,float t2);
int main(int argc, char* argv[])
{ float a[n],// masiv dlya F(t)nyzhnee
b[n],// masiv dlya F(t)verhnee
c,t_nm,tp1,tp2, min[m],tt, bb,//
peremenaya dlya F(t)random
t1,//tna4ala nabludeniya
t2,//tkonca nabludeniya
dt[n][m],// matrica zapisi otkazov deltaT
30, 31, 31.5
totkaza_u[n],// matrica zapisi min T
otkaza
bbotkaza_u[n],// matrica zapisi min F(T)
otkaza
delt=1; float lim[N]; char cc[10];
floatcurrent_N[N][g],current_K[N][g];
int i,j,f=0,
r,QD[N][m],QL[N][m],NE[n][m],rr[n][m]
,k,j1,kk,s,delta[N][g],sumd[N];
time_t t; srand((unsigned) time(&t)) ;
ofstream out1("algorithm.txt");
if (!out1 ) {cout<<"cannot file
open"<<endl; exit(1);}

```

```

ofstream out("proverka.txt");
if (!out ) {cout<<"cannot file
open"<<endl; exit(1);}
ofstream out2("otkaz.xls");
if (!out2 ) {cout<<"cannot file
open"<<endl; exit(1);}
for(int i=0;i<N;i++)
for(int j=0;j<N;j++)delta[i][j]=0;
//Відкриття файлу з параметрами
елементів ЕЕС
FILE *our=fopen("di1.txt","r") ;
if (!our) {cout<<"cannot file
open"<<endl; exit(1);}
for(int i=0;i<n;i++) //i=0,1..koli4estvo
eksperimentov-1
{fscanf(our,"%s", &rec[i].name); //
s4itovanie imeni elementa
fscanf(our,"%f", &rec[i].tn); // s4itovanie
Tekspluatacii elementa
for(int j=0;j<3;j++) //j=0,1,2
fscanf(our,"%f",&rec[i].alpha[j]); //
s4itovanie alpha
for(int j=0;j<3;j++) //j=0,1,2
fscanf(our,"%f",&rec[i].beta[j]); //
s4itovanie beta
for(int j=0;j<3;j++) //j=0,1,2
fscanf(our,"%f",&rec[i].gama[j]); //
s4itovanie gama
for(int j=0;j<3;j++) //j=0,1,2

```

```

fscanf(our,"%f",&rec[i].mu[j]); //
s4itovanie mu
for(int j=0;j<3;j++) //j=0,1,2
fscanf(our,"%f",&rec[i].T[j]); //
s4itovanie granic intervalov
fscanf(our,"%d", &rec[i].branch); //
s4itovanie nomer vetki}
fclose(our);
//Введення кількості експериментів
cout<<"Vvedite koli4estvo
experimentov"<<endl;
cin>> kk; //koli4estvo rozygrashei
t_nm=rec[0].tn;// prinimaem, 4to y 1
elementa max.narabotka
// cout<<"t_nm pershogo="<<t_nm<<"\n";
for (i=0;i<n;i++)// i=0,...,n-1 - koli4estvo
oborudovaniya 142-1=141
//cout<<i<<"\t"<<"rec[i].tn="<<rec[i].tn<
<"\n";
if (rec[i].tn > t_nm) t_nm = rec[i].tn; //
poisk elementa s max. narabotkoi
//cout<<i<<"\t"<<"rec[i].tn="<<rec[i].tn<
<"\t"<<" t_nm i="<<t_nm<<"\n";
for (j=0;j<m-1;j++)// j=0,...,m-1 -
koli4estvo intervalov 4-1=3
QD[i][j]=0; // matrica veroyatnosti
otkazov oborudovaniya
for (i=0;i<N;i++) // i=0,...,n-1 - koli4estvo
vetvei 49-1=48

```

```

for (j=0;j<m;j++) // j=0,...,m-1 -
koli4estvo intervalov 4-1=3
{QL[i][j]=0; // matrica veroyatnosti
otkazov vetvei
NE[i][j]=0; // matrica nomera
eksperimentov otkazov oborudovaniya
pervimi
rr[i][j]=0;} // matrica veroyatnosti otkazov
vetvei po peregruzu

```

### **Введення даних про інтервал спостереження**

```

cout<<"Vvedite na4alo vremeni
nabludeniya t1'u, ne menee maksimalnoy
narabotki t_nm="<<t_nm<<endl;
cin>>t1; // vremya naistarshego
oborudovaniya
cout<<"Vvedite prodolzhitel'nost
nabludeniya delta t"<<endl;
cin>>delt; // raznica delta t, naprimer
3/12=3 mesyaca, 1 god, itogo 4 intervala
po 1 godu

```

### **кінець введення початкових даних**

```

for (i=0;i<n;i++) // i=0,...,n-1 - koli4estvo
oborudovaniya 142-1=141
{tp1=t1+rec[i].tn-t_nm;
a[i]=ff(tp1,i);
totkaza_u[i]=0;
bbotkaza_u[i]=0;//obnulenie masiva
totkaza_u[i]}

```

```

out1<<"\nЕкспер "<<"Елем "<<"№облад
"<<"\t"<<"№інтервала"<<"\t"<<"
Fнижне"<<"\t"<<"Fвипадкове"<<"\t"<<"
Fправе"<<"\t"<<"Тпочатку "<<"\t"<<"
Ткінця"<<"\t"<<"Часdt"<<"\t"<<"KilVid
"<<"\t"<<"KilMin"<<"\n" ;
out2<<"\n№експ."<<"\t"<<"№гілки"<<"\t
"<<"Елем"<<"\t"<<"№облад"<<"\t"<<"
Fнижне"<<"\t"<<"Fвипадкове"<<"\t"<<"
Fправе"<<"\t"<<"Тпочатку"<<"\t"<<"Тк
інця"<<"\t"<<"Часdt"<<"\t"<<"KilVid"<
<"\t"<<"KilMin";
j1=1;
out1<<"\n№ експерименту "<<j1<<"\n" ;
do { //0 по i
for (i=0;i<n;i++)// i=0,...,n-1 - koli4estvo
oborudovaniya 142-1=141
{ // +1
tp1=t1+rec[i].tn-t_nm;
tp2=tp1+delt;
b[i]=ff(tp2,i); // masiv dlya zapisi pravo
granicy ekspluatatsii oborudovaniya t2 -
koniec nabludeniya
bb=rand()%1000/1000.;
dt[i][j]= fr1(bb,i,a[i],b[i],tp1,tp2);//
indikator vidmovy -1 - ne vidmovyv, 4as -
vidmovyv
if (dt[i][j]>0)// forma vyvoda totkaza_u=
kogda popalo v diapazon
{QD[i][j]++;

```

```

totkaza_u[i]=dt[i][j]+(t_nm-rec[i].tn); //
totkaza_u=totkaza_p+(t_nm-rec[i].tn)
bbotkaza_u[i]=bb;
out1<<"\n"<<j1<<"\t"<<rec[i].name<<"\t"
<<i<<"\t"<<j<<"\t"<<a[i]<<"\t"<<bb<<"\t"
"<<b[i]<<"\t"<<tp1<<"\t"<<tp2<<"\t"<<to
tkaza_u[i]<<"\t"<<QD[i][j]<<"\t"<<NE[i]
[j]<<"\n" ;
cout<<"\n"<<rec[i].name<<i<<" i=
"<<i<<" QD["<<i<<"]["<<j<<"]=
"<<QD[i][j]<<" dt["<<i<<"]["<<j<<"]=
"<<dt[i][j]<<"
totk["<<i<<"]="<<totkaza_u[i]<<"\n";}
if (dt[i][j]<0)
{ // forma vyvoda totkaza_p=-1 kogda ne
popalo v diapazon
out1<<"\n"<<j1<<"\t"<<rec[i].name<<"\t"
<<i<<"\t"<<j<<"\t"<<a[i]<<"\t"<<bb<<"\t"
"<<b[i]<<"\t"<<tp1<<"\t"<<tp2<<"\t"<<dt
[i][j]<<"\t"<<QD[i][j]<<"\t"<<NE[i][j]<<
"\n" ;} }// +1
//функція пошуку елементів, що
відмовить першим
float min=t1+rec[0].tn; int flag=0;
for (i=0;i<n;i++)// i=0,...,n-1 - koli4estvo
oborudovaniya 143-1=142
{ // +0
if (totkaza_u[i]>0)
{ // +2

```

```

cout<<"\ntotkaza_u[i]="<<totkaza_u[i]<<
"\t"<<bbotkaza_u[i]<<"\n" ;
if(totkaza_u[i]<=min)
{ min=totkaza_u[i]; r=i; flag++;}
} // +2
totkaza_u[i]=0;//obnulenie masiva
totkaza_u[i]}//+0
cout<<"\nmin="<<min<<"\n" ;
out1<<"\n№ експерименту
"<<j1+1<<"\n" ;
j1++; // j1=j1+1
if (min<t1+rec[0].tn)
{ out1<<"\nЕлемент
"<<rec[r].name<<r<<" відмовив першим
з твідм_дослідним="<<min<<" років /
твідм_реальним="<<min-
t_nm+rec[r].tn<<" років"<<"\n" ; // vyvod
oborudovaniya z totkaza_min
cout<<"\nElement "<<rec[r].name<<r<<"
tvidm="<<min<<" rokiv /
tvidm_real="<<min-t_nm+rec[r].tn<<"
rokiv"<<"\n" ; // vyvod oborudovaniya z
totkaza_min
NE[r][j]++; //zapis kol-va raz
otkazavshym pervim
out2<<"\n"<<j1-
1<<"\t"<<rec[r].branch<<"\t"<<rec[r].nam
e<<"\t"<<r<<"\t"<<a[r]<<"\t"<<bbotkaza
_u[r]<<"\t"<<b[r]<<"\t"<<tp1<<"\t"<<tp2

```



```

<<"\t"<<totkaza_u[r]<<"\t"<<QD[r][j]<<"
\t"<<NE[r][j] ; }
//кінець функції пошуку елемента,
що відмовить першим}
//0 по i
while(j1<=kk); // пока j1 ne stanet ravnym
koli4estvu eksperimentov kk
out1<<"\nРезультати виводу загальної
кількості відмов обладнання (тобто
кількості попадання у
Fниж<Fслуч<Fверх)"<<"\n" ;
out1<<"\nЕлем "<<" №облад "<<"\t"<<"
KilVid 1"<<"\n" ;
for (i=0;i<n;i++)
{ out1<<"\n "<<rec[i].name<<"\t
"<<i<<"\t"<<QD[i][j]<<"\n" ; }
out1<<"\nРезультати виводу кількості
відмов обладнання, коли обладнання
відмовило першим на інтервалі
спостереження"<<"\n" ;
out1<<"\nЕлем "<<" №облад "<<"\t"<<"
KilMin 1"<<"\n" ;
for (i=0;i<n;i++)
{ out1<<"\n"<<rec[i].name<<"\t
"<<i<<"\t "<<"\t "<<NE[i][j]<<"\n" ; }
out1<<"\nРезультати виводу імовірності
відмов обладнання, коли обладнання
відмовило першим на інтервалі
спостереження"<<"\n" ;

```

```

out1<<"\nЕлем "<<" №облад "<<"\t"<<"
QMin 1"<<"\n" ;
for (i=0;i<n;i++)
{ out1<<"\n"<<rec[i].name<<"\t"<<i<<"\t"
<<"\t"<<NE[i][j]/float(kk)<<"\n" ; }
//Вивід на екран імовірності відмови
гілок схеми//
out1<<"\nІмовірність відмови гілки
через відмову обладнання в цій гілці
\n";
out1<<"\t"<<"№п/п"<<"\t"<<"Nпоч"<<"\t"
<<"Nкінця"<<"\t"<<"Qвідмови_через_
вихід_обладнання"<<"\n";
// Функція визначення імовірності
відмови гілки при відмові
електрообладнання //
for (i=0;i<N;i++) // i=0,1..koli4estvo
vetok N=49-1=48
{ for (j=0;j<m;j++) // j=0,...,m-1 -
koli4estvo intervalov 4-1=3
out1<<"\n"<<"\t"<<i<<"\t"<<line[i].b3<<
"\t"<<line[i].b4<<"\t"<<QL[i][j]/float(kk)
<<"\n" ; // vyvod veroyatnosti otkaza vetki
po peregruzke};
//кінець функції визначення
імовірності відмови гілки при
відмові електрообладнання //
system("pause"); return 0;}
//функція визначення імовірності
відмови F(t)//

```

```

float ff(float t, int i) // funkcija
opredeleniya F(t) otkaza pri t
{float rf,A,BB,C,zz;
char op=rec[i].name[0];
switch (op)
{ case 'B' :{if(t>=0&&t<rec[i].T[0])
{ zz=(t)/rec[i].alpha[0];
rf=1-exp(-pow(zz,rec[i].alpha[1])); }
if(t>=rec[i].T[0]&&t<rec[i].T[1])
{rf= rec[i].beta[0]+rec[i].beta[1]*(t); }
if(t>=rec[i].T[1])
{zz=pow((t)/rec[i].gama[0],rec[i].gama[1]
); rf= 1-exp(-zz);}} } break;
case 'S':{ A=rec[i].alpha[0]*(rec[i].T[0])-
rec[i].alpha[1]*pow((rec[i].T[0]),2)/2;
BB=A+rec[i].beta[0]*(rec[i].T[1]+rec[i].T
[0])+rec[i].beta[1]* pow((rec[i].T[1]-
rec[i].T[0]),2)/2;
if(t>=0&&t<rec[i].T[0]){
zz=rec[i].alpha[0]*(t)+rec[i].alpha[1]*pow
((t),2)/2;
rf= 1-exp(-zz);}
if(t>=rec[i].T[0]&&t<rec[i].T[1]){
zz=A + rec[i].beta[0]*(t)
+rec[i].beta[1]*pow((t),2)/2;
rf= 1-exp(-zz);}
if(t>=rec[i].T[1]){
zz=BB+rec[i].gama[0]*(t)
+rec[i].gama[1]*pow((t),2)/2+rec[i].gama[
2]*pow((t),3)/3;

```

```

rf= 1-exp(-zz);}} } break;
case'T':{ A=rec[i].alpha[0]*(rec[i].T[0])+re
c[i].alpha[1]*pow((rec[i].T[0]),2)/2;
BB=A+ rec[i].beta[0]*(rec[i].T[1]-
rec[i].T[0]);
if(t>=0&&t<rec[i].T[0]){ zz=rec[i].alpha[0]
]*(t)+rec[i].alpha[1]*pow((t),2)/2;
rf= 1-exp(-zz);}
if(t>=rec[i].T[0]&&t<rec[i].T[1])
{ zz=A + rec[i].beta[0]*(t)/rec[i].beta[1];
rf= 1-exp(-zz); }
if(t>=rec[i].T[2])
{ zz=BB+rec[i].gama[0]*(t)
+rec[i].gama[1]*pow((t),2)/2;
rf= 1-exp(-zz);}} } break;
case 'L':{ A=rec[i].alpha[0]*(rec[i].T[0])-
rec[i].alpha[1]*pow((rec[i].T[0]),2)/2+rec[
i].alpha[2]*pow((rec[i].T[0]),3)/3;
BB=A+ rec[i].beta[0]*(rec[i].T[1]-
rec[i].T[0])+rec[i].beta[1]*
pow((rec[i].T[1]-
rec[i].T[0]),2)/2+rec[i].beta[2]*
pow((rec[i].T[1]-rec[i].T[0]),3)/3;
C= BB+rec[i].gama[0]*(rec[i].T[2]-
rec[i].T[1]);
if(t>=0&&t<rec[i].T[0]){
zz=rec[i].alpha[0]*(t)+rec[i].alpha[1]*pow
((t),2)/2+rec[i].alpha[2]*pow((t),3)/3;
rf= 1-exp(-zz);}
if(t>=rec[i].T[0]&&t<rec[i].T[1]){

```

```

zz=A + rec[i].beta[0]*(t)
+rec[i].beta[1]*pow((t),2)/2+rec[i].beta[2]
*pow((t),3)/3; rf= 1-exp(-zz); }
if(t>=rec[i].T[1]&& t<rec[i].T[2]){
zz=BB+rec[i].gama[0]*(t);
rf= 1-exp(-zz);}
if(t>=rec[i].T[2]){ zz=C+rec[i].mu[0]*(t)+
rec[i].mu[1]*pow((t),2)/2+rec[i].mu[2]*po
w((t),3)/3; rf= 1-exp(-zz);} } ; break;
default:cout<<"\ni="<<i<<"\t"<<op<<"err
or" ;} return rf;}

//кінець функції визначення
імовірності відмови F(t)//

```

```

// функція визначення потрапляння
в інтервал Flevoie<Frandom<Fpravoe
float fr1(float bb, int i,float a,float b,float
t1,float t2)
{ float x=2,t=t1,tf;
if(bb<b&&bb>a)
do{ x=ff(t,i); tf=t; t=t+0.001 ;}
while(fabs(x-bb)>0.001&&t<t2) ;
else tf=-1;
return tf;}

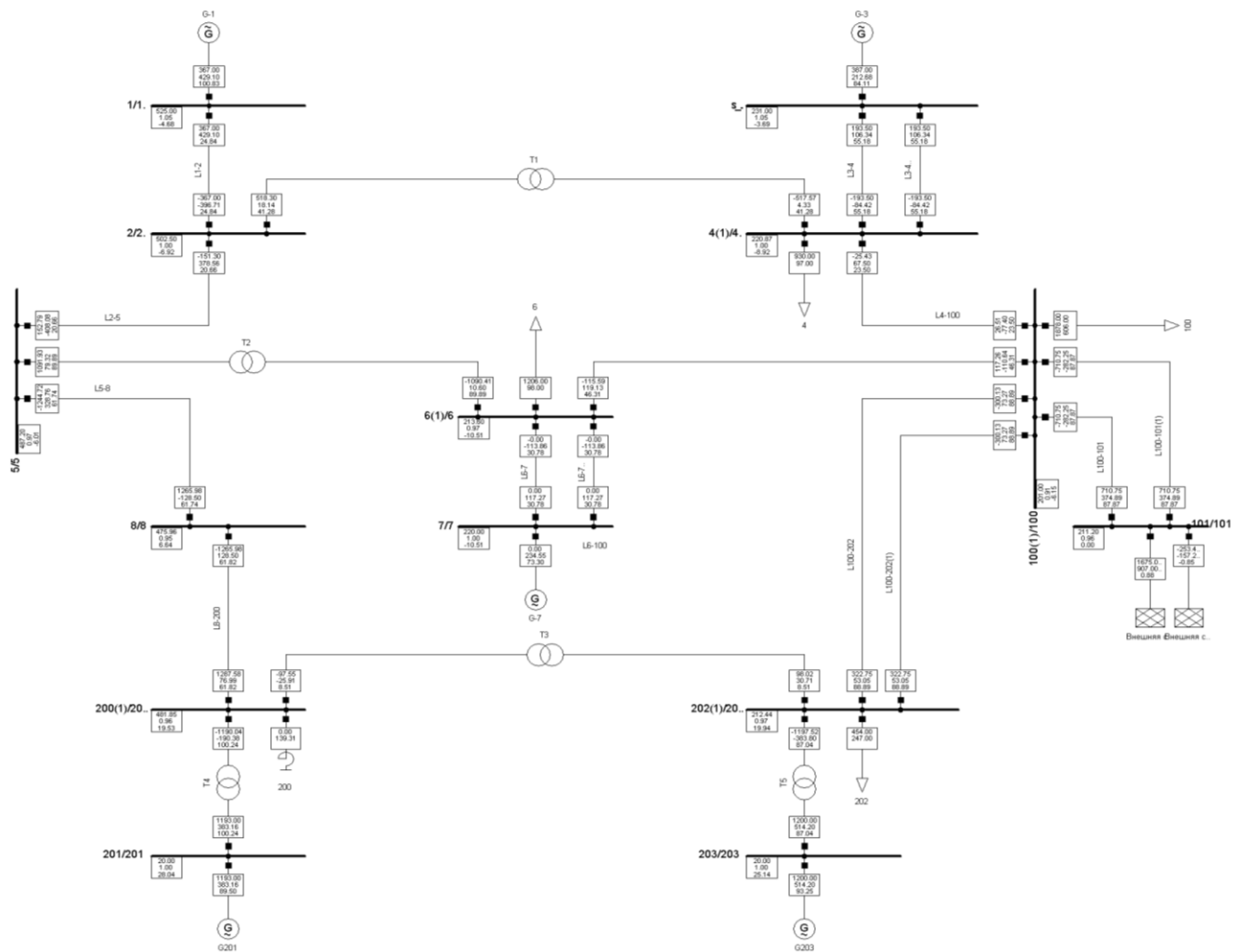
//кінець функції визначення
потрапляння в інтервал
Flevoe<Frandom<Fpravoe//

```

## ДОДАТОК Ж

# Моделювання прийняття рішень щодо подальшої стратегії експлуатації силових трансформаторів в підсистемі ЕЕС

Для розрахункової схеми (рис.Ж.1) з метою визначення імовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (високовольтних вимикачів, силових трансформаторів і ліній електропередачі) було розраховано 10 000 режимів із використанням алгоритму імовірнісно-статистичного моделювання. В таблиці Е.3 наведено результати розрахунку ризику відмови вимикачів, ЛЕП, трансформаторів і автотрансформаторів на заданому інтервалі часу  $\Delta t = 1$  рік як в результаті порушення нормального режиму за різних причин, так і в результаті перенавантажень (для ліній електропередачі) при відмовах електрообладнання.



Таблиця Ж.1

## Вихідні дані для вузлів тестової моделі ЕЕС

№ п/п	№ вузла	Режимна напруга Уреж, кВ	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
			Р <sub>наг</sub> , МВт	Q <sub>наг</sub> , МВАр	Р <sub>ген</sub> , МВт	Q <sub>ген</sub> , МВАр
1	1	525,00	0	0	400	0
2	3	242,00	0	0	400	0
3	7	230,00	0	0	0	0
4	101 (БУ)	242,00	0	0	0	0
5	201	20,00	0	0	1200	0
6	203	20,00	0	0	1200	0
7	4	220	1000	100	0	0
8	100	220	2000	600	0	0
9	6	220	1100	300	0	0
10	202	220	500	250	0	0

Таблиця Ж.2

## Вихідні дані для гілок тестової моделі ЕЕС

№ початку	№ кінця	Найменування гілок	Активний опір R, Ом	Реактивний опір X, Ом	Ємнісна провідність B, См	Коефіцієнт трансформації К <sub>тр</sub>
1	2	L1-2-500 кВ	0	43,0	0	0
2	4	T-1 500/220 кВ	0	31,2	0	0,441
2	5	L2-5-500 кВ	4,65	44,9	-560	0
3	4	L3-4-220 кВ	0	12,8	0	0
4	100	L4-100-220 кВ	8,0	60,0	-752	0
5	6	T-2 500/220 кВ	0	3,32	0	0,4399
6	7	L6-7-220 кВ	0	4,52	0	0
100	6	L100-6-220 кВ	2,66	25,4	-2775	0
101	100	L100-101-220 кВ	0	3,2	0	0
8	5	L8-5-500 кВ	6,71	90,0	-1155	0
200	202	T-3 500/220 кВ	0	15,6	0	0,4405
200	8	L200-8-500 кВ	6,71	90,0	-1155	0
200	201	T-4 500/20 кВ	0	21,5	0	0,0382
202	100	L202-100-220 кВ	6,5	41,0	-4480	0
202	203	T-5 220/20 кВ	0	4,0	0	0,0826

Результати визначення ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання на інтервалі часу  $\Delta t$  за імовірно-статистичним моделюванням тестової схеми ЕЕС

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки*	Рік введення	Рік початку спостереження	Кількість років експлуатації	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі часу спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження
1	SG1	B1	1960	2010	50	1	0,005
2	L1-2	B2	1977	2010	33	3	0,06
		L3	1982	2010	28	1	
		B4	1982	2010	28	8	
3	T2-4	B5	1982	2010	28	3	0,04
		S6	1982	2010	28	3	
		B7	1982	2010	28	2	
4	L3-4	B8	1964	2010	46	1	0,01
		L9	1964	2010	46	1	
		B10	1964	2010	46	0	
5	SG3	B11	1979	2010	31	1	0,005
6	L3-4/1	B12	1979	2010	31	3	0,04
		L13	1979	2010	31	3	
		B14	1979	2010	31	2	
7	L2-5	B15	1981	2010	29	2	0,035
		L16	1981	2010	29	2	
		B17	1981	2010	29	3	
8	N-4	B18	1979	2010	31	2	0,01
9	L4-100	B19	1986	2010	24	4	0,075
		L20	1986	2010	24	7	
		B21	1986	2010	24	4	
10	T5-6	B22	1987	2010	23	4	0,05
		S23	1987	2010	23	2	
		B24	1987	2010	23	4	
11	N-6	B25	1983	2010	27	2	0,01

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки*	Рік введення	Рік початку спостереження	Кількість років експлуатації	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі часу спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження
12	L6-100	B26	1984	2010	26	5	0,045
		L27	1984	2010	26	1	
		B28	1984	2010	26	3	
13	N-100	B29	1964	2010	46	0	0
14	L100-101	B30	1975	2010	35	5	0,045
		L31	1975	2010	35	3	
		B32	1975	2010	35	1	
15	L100-101/1	B33	1961	2010	49	0	0,01
		L34	1961	2010	49	2	
		B35	1961	2010	49	0	
16	SYS-101	B36	1990	2010	20	0	0
17	L5-6	B37	1971	2010	39	1	0,035
		L38	1971	2010	39	4	
		B39	1971	2010	39	2	
18	L6-7	B40	1986	2010	24	5	0,11
		L41	1986	2010	24	12	
		B42	1986	2010	24	5	
19	L6-7/1	B43	1965	2010	45	0	0,01
		L44	1965	2010	45	2	
		B45	1965	2010	45	0	
20	SG7	B46	2009	2010	1	7	0,035

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки*	Рік введення	Рік початку спостереження	Кількість років експлуатації	Загальна кількість відмов елемента в результаті аварії на інтервалі часу спостереження	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження
21	L100-202	B47	1985	2010	25	1	0,02
		L48	1985	2010	25	1	
		B49	1985	2010	25	2	
22	L100-202/1	B50	1994	2010	16	3	0,025
		L51	1994	2010	16	1	
		B52	1994	2010	16	1	
23	L8-200	B53	1964	2010	46	0	0,025
		L54	1964	2010	46	4	
		B55	1964	2010	46	1	
24	T200-202	B56	1964	2010	46	1	0,005
		S57	1964	2010	46	0	
		B58	1964	2010	46	0	
25	T200-201	B59	1964	2010	46	1	0,005
		T60	1964	2010	46	0	
		B61	1964	2010	46	0	
26	R200	B62	1964	2010	46	1	0,005
27	SG201	B63	1964	2010	46	1	0,005
28	T202-203	B64	1965	2010	45	1	0,005
		T65	1965	2010	45	0	
		B66	1965	2010	45	0	
29	N202	B67	1964	2010	46	0	0
30	SG202	B68	1964	2010	46	0	0

\*) Примітка. Для імовірнісно-статистичного моделювання (ISM) елементи, що входять до складу гілки схеми ЕЕС мають наступні позначення: S6 – мережевий силовий трансформатор з порядковим номером 6; T60 – блочний силовий трансформатор з порядковим номером 60; B1 - високовольтний вимикач з порядковим номером 1; L27 - повітряна ЛЕП з порядковим номером 27.



Результати моделювання визначення ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання в ЕЕС  
за I-IV квартал року

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки	Рік введення	Рік початку спостереження	Кількість років експлуатації	Квартал року ( $\Delta t=3$ міс.)			
						I	II	III	IV
						Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання	Ризик порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання
1	G-1	B1	1960	2010	50	0,002	0,003	0,002	0,003
2	L1-2	B2	1977	2010	33	0,003	0,011	0,005	0,007
		L3	1982	2010	28				
		B4	1982	2010	28				
3	T1	B5	1982	2010	28	0	0	0	0
		S6	1992	2010	18				
		B7	1982	2010	28				
4	L3-4	B8	1964	2010	46	0	0	0	0
		L9	1964	2010	46				
		B10	1964	2010	46				
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
7	L2-5	B15	1981	2010	29	0,007	0,01	0,009	0,007
		L16	1981	2010	29				
		B17	1981	2010	29				
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
30	G203	B68	1964	2010	46	0,005	0,004	0,005	0,002
Ризик порушення нормального режиму R_DU на інтервалі часу $\Delta t$						0,635	0,105	0,08	0,271

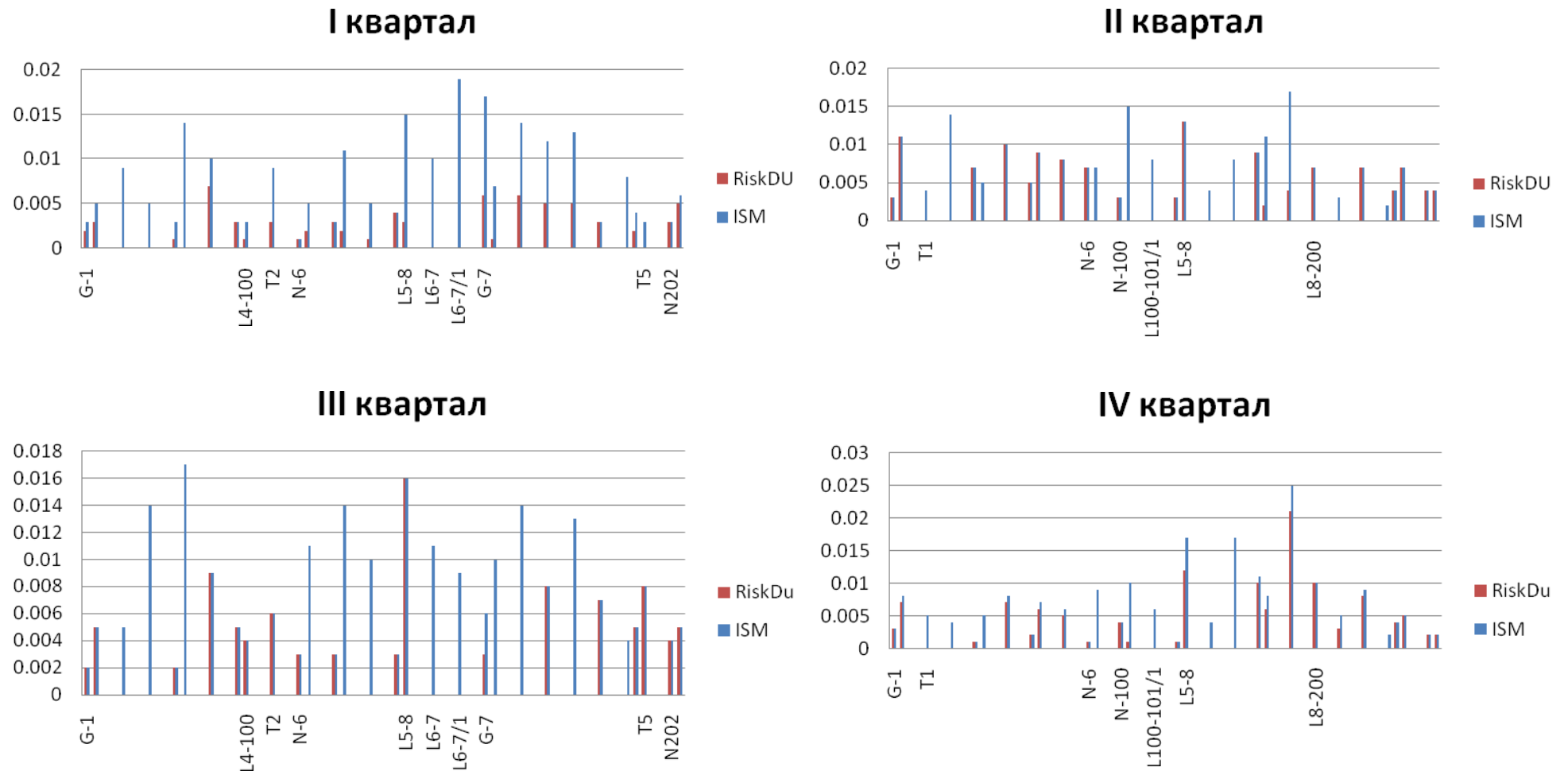


Рис. Ж.2 – Гістограма розподілу імовірності відмов елементів підсистеми та ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання ЕЕС за I-IV квартал року

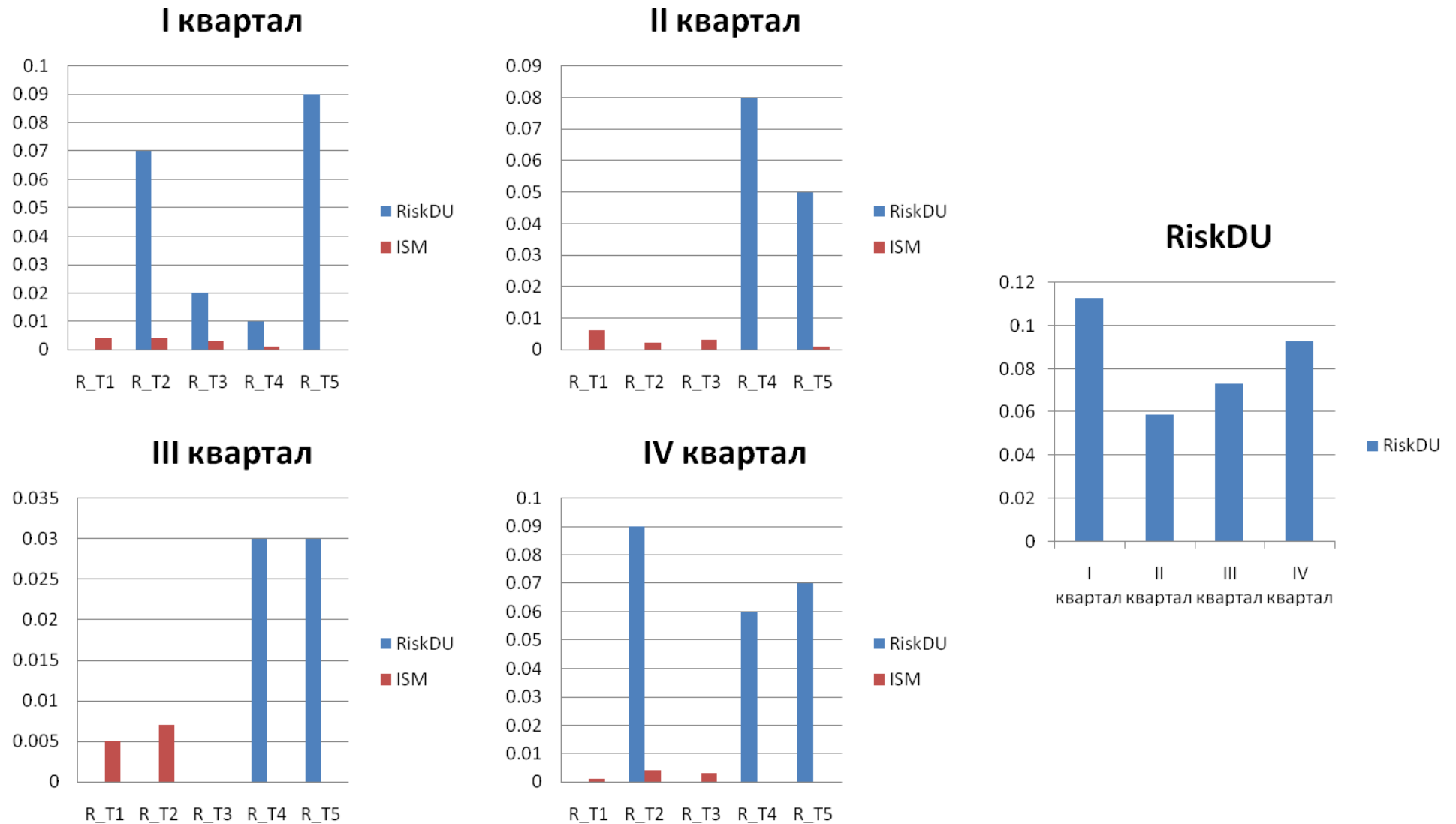


Рис. Ж.3 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання ЕЕС за I-IV квартали року для прийняття рішень щодо виводу з експлуатації силових трансформаторів

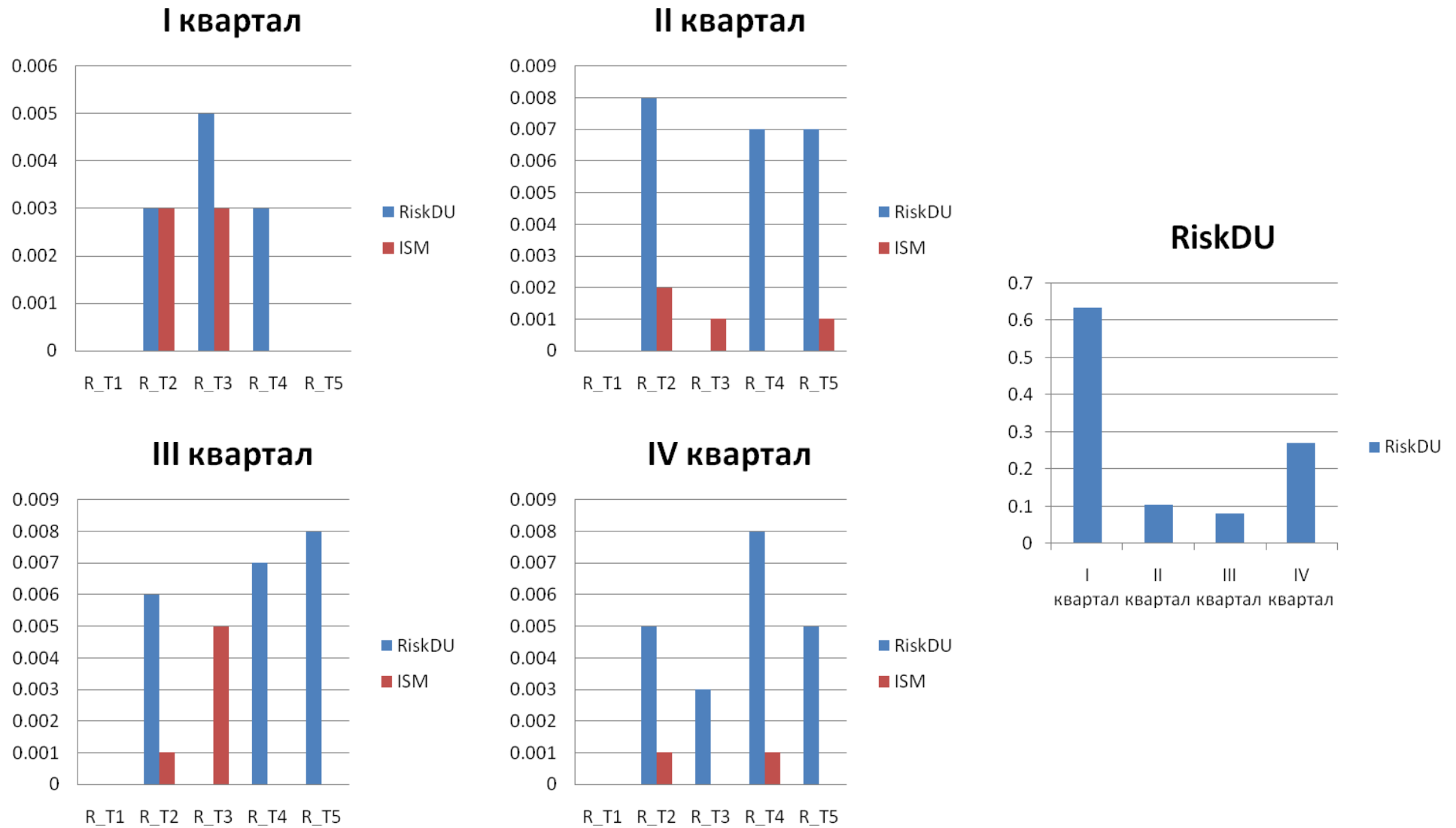


Рис. Ж.4 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмові силового трансформатора Т-1 в ЕЕС за I-IV квартали року

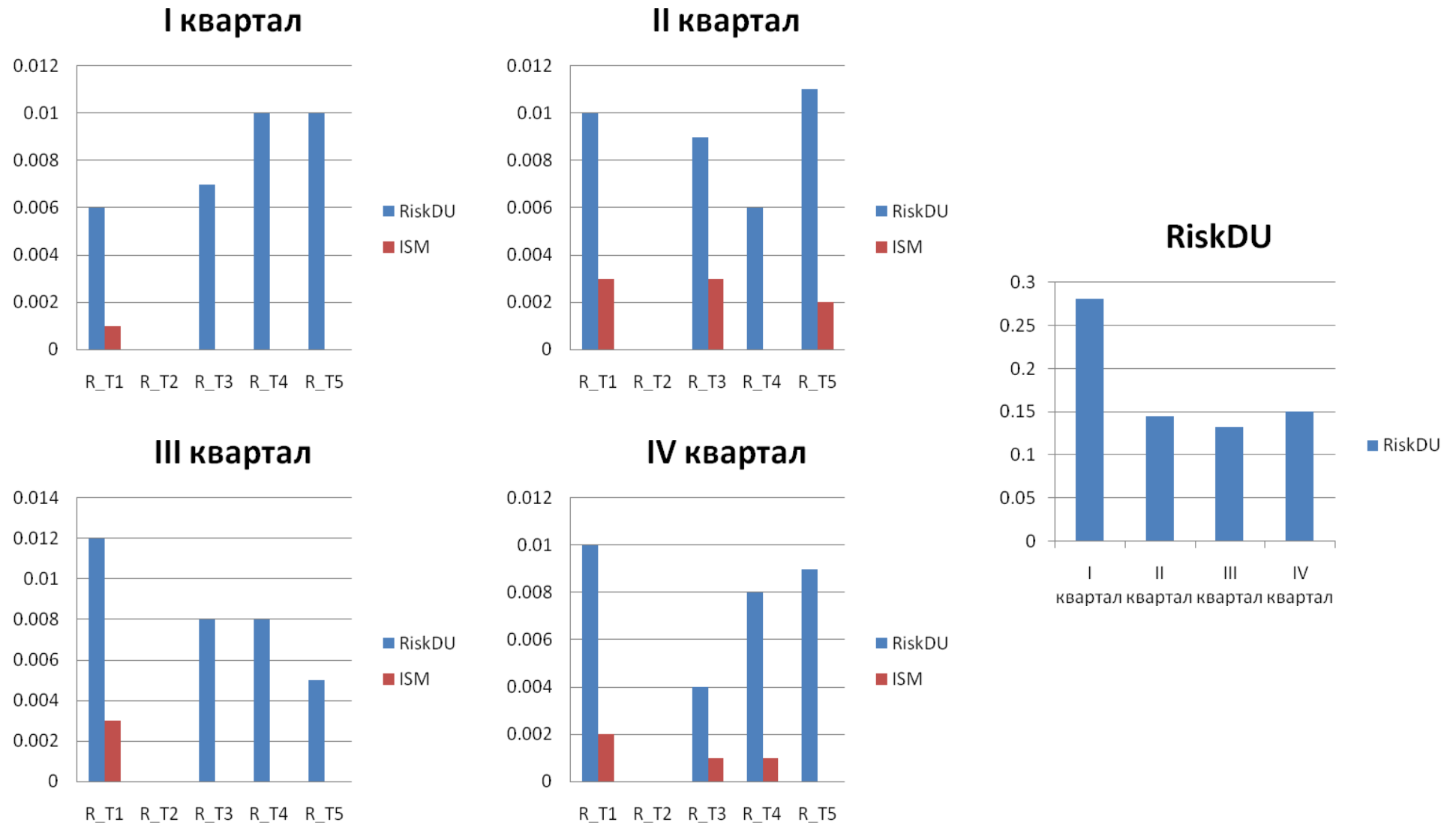


Рис. Ж.5 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмові силового трансформатора Т-2 в ЕЕС за I-IV квартали року

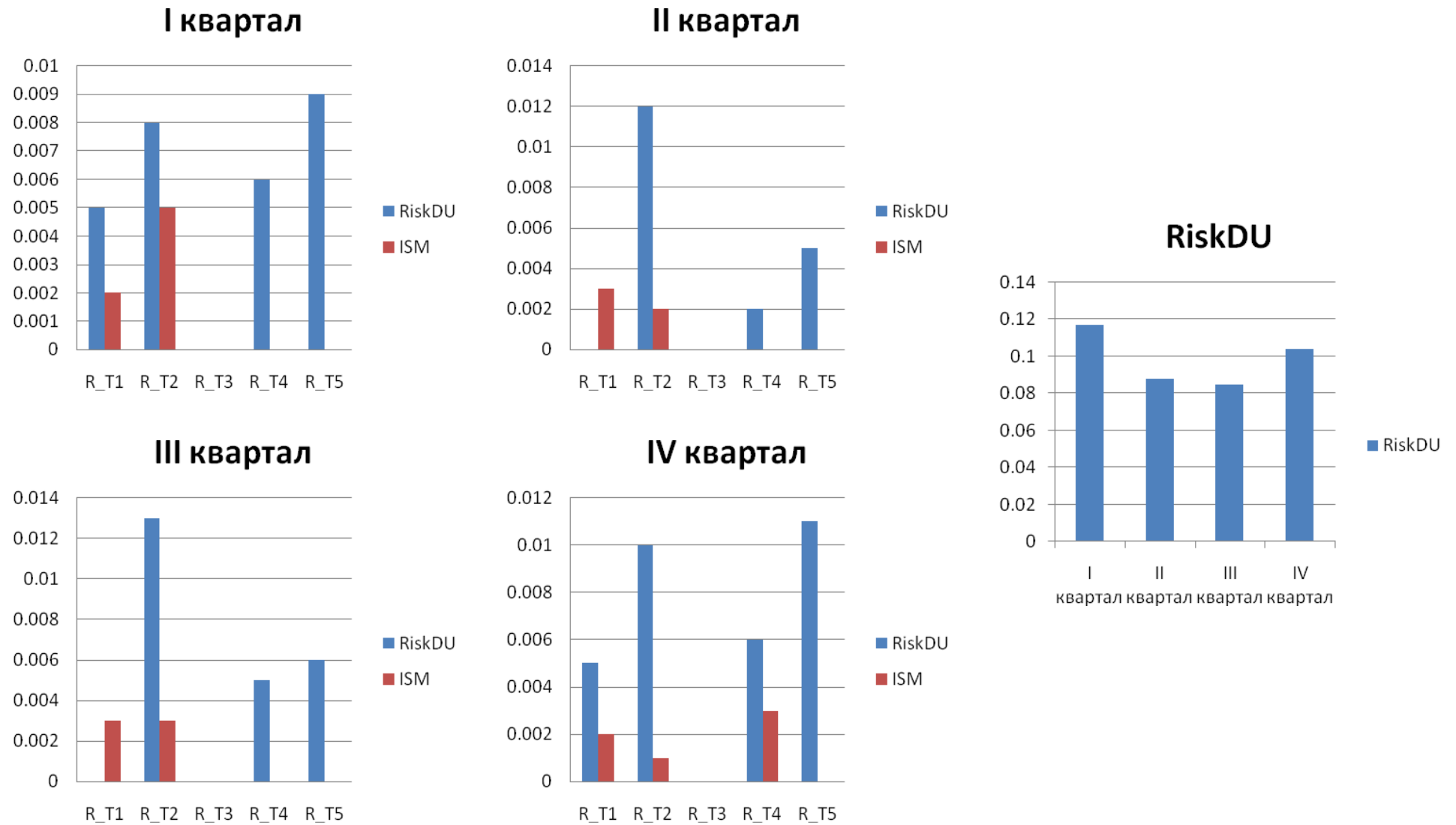


Рис. Ж.6 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмові силового трансформатора Т-3 в ЕЕС за I-IV квартали року

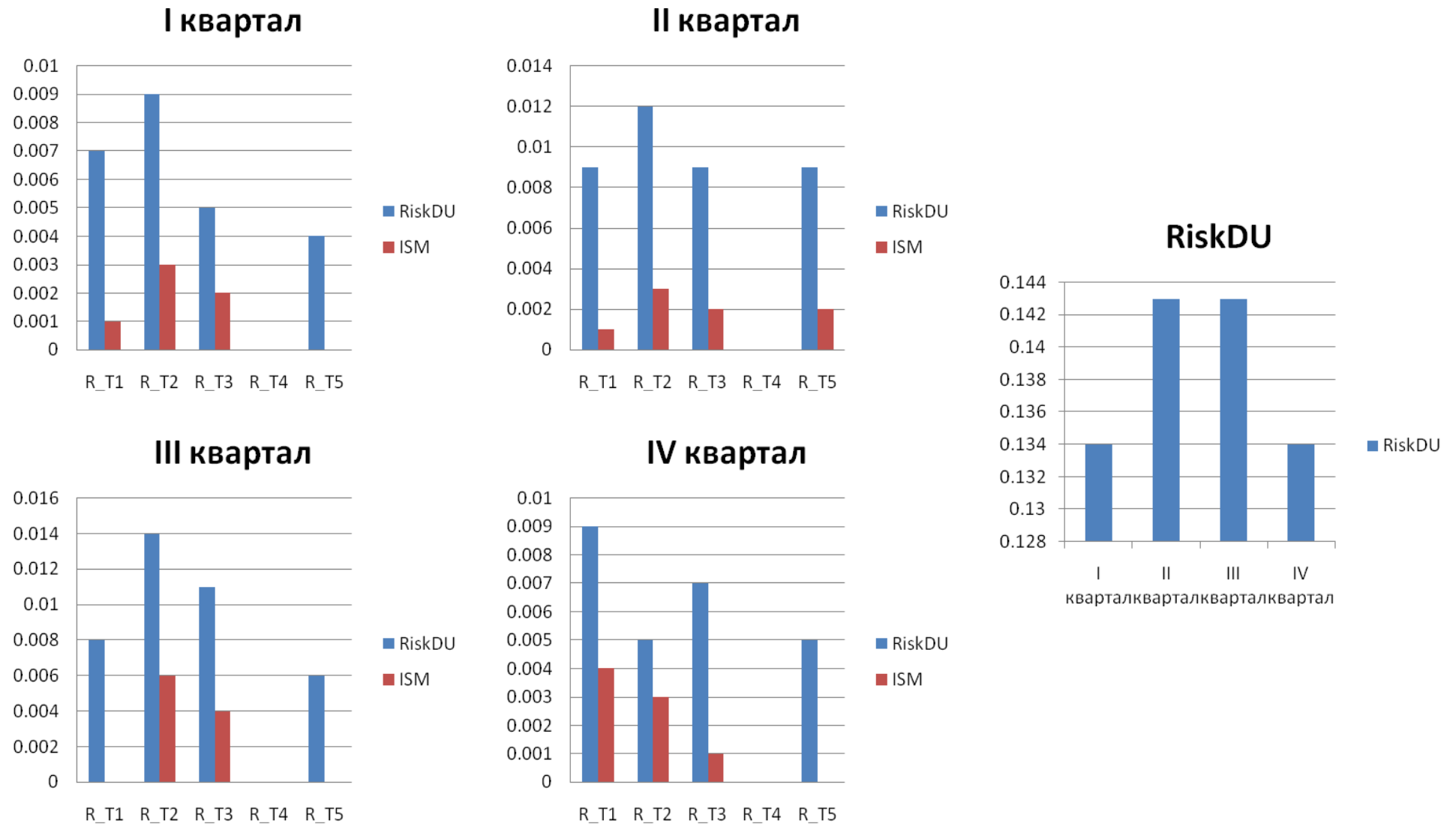


Рис. Ж.7 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмові силового трансформатора Т-4 ЕЕС за I-IV квартали року

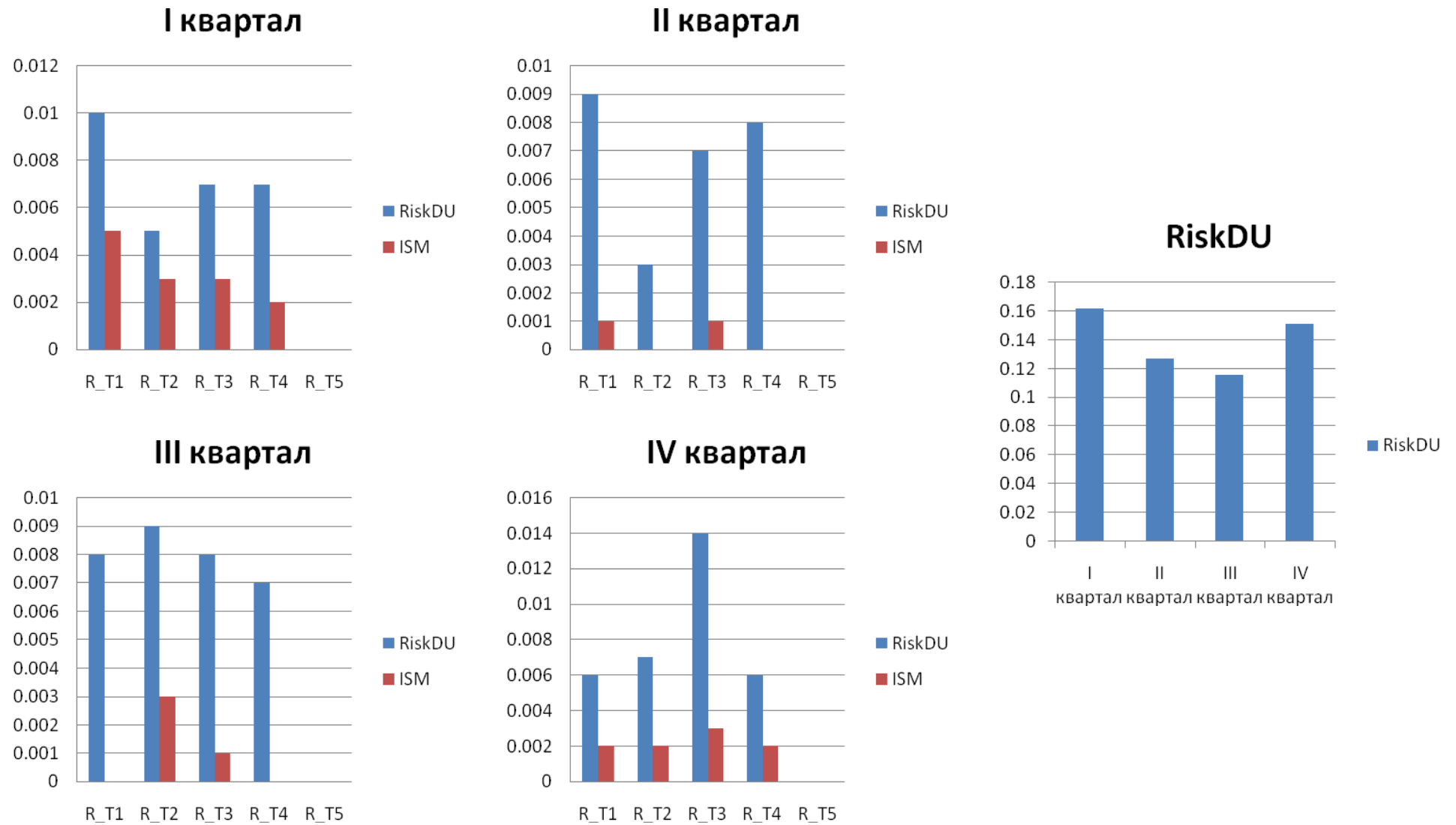


Рис. Ж.8 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при відмові силового трансформатора Т-5 в ЕЕС за I-IV квартали року



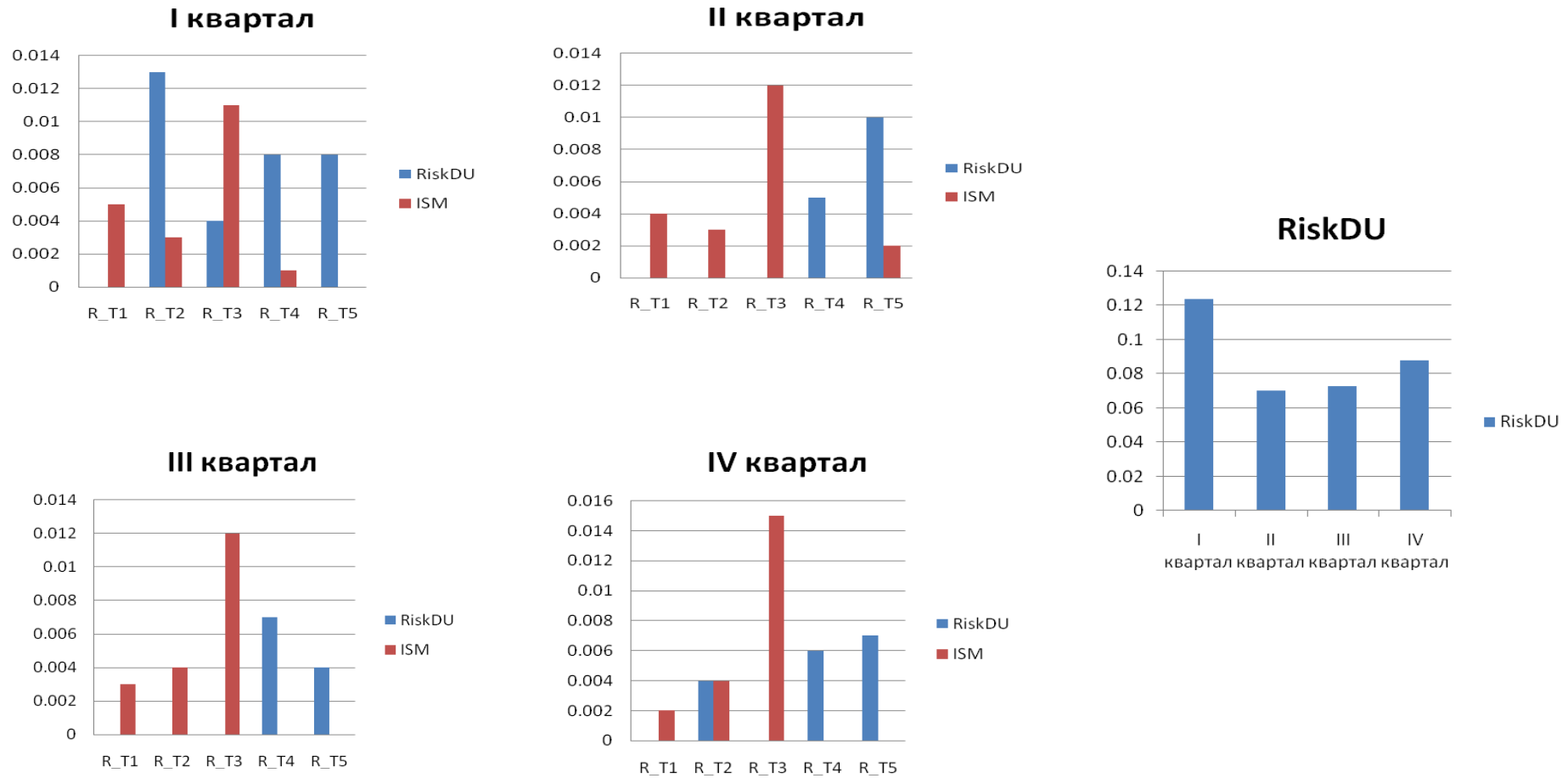


Рис. Ж.9 – Гістограма розподілу імовірності відмов силових трансформаторів та ризику порушення нормального режиму при заміні силового трансформатора Т-3 в ЕЕС за I-IV квартали року

Таблиця Ж.5

Визначення імовірності відмови силових трансформаторів  $P(\Delta t)$  на інтервалі часу  $\Delta t$

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	СТ <sub>1</sub>	СТ <sub>2</sub>	СТ <sub>3</sub>	СТ <sub>4</sub>	СТ <sub>5</sub>
	АТДЦТН-26700/500/220	ОРДЦ – 533000/500	ОРДЦ – 533000/500	АТДЦН-500000/500	АОДЦТН 333000/500
1. Термін експлуатації Т, рік	47	47	46	29	24
2. Імовірність відмови силових трансформаторів $P(\Delta t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I	0,00591157	0,0057638	0,0065834	0,0494645	0,0483331
II	0,00592236	0,0057713	0,006592	0,0498147	0,0487273
III	0,00592905	0,0057825	0,0066004	0,0500858	0,0489297
IV	0,00594181	0,00579	0,9981289	0,0504271	0,0493033

Таблиця Ж.6

Результати прийняття рішення щодо черговості виводу з експлуатації силових трансформаторів

Найменування параметрів	Переваги альтернатив Z за критеріями L на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:								
1. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС ( $L_1$ ) на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:									
I	Z3	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z1
II	Z3	⋙	Z1	⋙	Z5	⋙	Z4	⋙	Z2
III	Z1	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z4
IV	Z3	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z1
Найменування параметрів	Переваги альтернатив Z за критеріями L на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:								
2. Ризик порушення електропостачання споживачів ЕЕС ( $L_2$ ) на інтервалі спостереження									
I	Z4	⋙	Z5	⋙	Z3	⋙	Z1	⋙	Z2
II	Z4	⋙	Z5	⋙	Z3	⋙	Z1	⋙	Z2
III	Z4	⋙	Z5	⋙	Z3	⋙	Z1	⋙	Z2
IV	Z4	⋙	Z5	⋙	Z3	⋙	Z1	⋙	Z2
3. Термін відновлення схеми нормального режиму ЕЕС ( $L_3$ )									
I	Z3	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z1
II	Z3	⋙	Z1	⋙	Z5	⋙	Z4	⋙	Z2
III	Z1	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z4
IV	Z3	⋙	Z4	⋙	Z5	⋙	Z2	⋙	Z1

## ДОДАТОК И

## Довідка про впровадження результатів дисертаційного дослідження

<p>«ЗАТВЕРДЖУЮ»          Декан ФЕА          НТУУ «Київський політехнічний інститут»  <u>Яндурський О.С.</u>          (прізвище, ініціали)          «04» 07 20 14 р.</p>	<p>«ЗАТВЕРДЖУЮ»          Голова Правління          ВАТ «Київхімволокно»  <u>Радчук О.О.</u>          (прізвище, ініціали)          «04» 07 20 14 р.</p>
---	---

**АКТ**  
**впровадження результатів науково-технічних робіт**  
**у підприємстві електроенергетичного комплексу**

Даним актом підтверджується впровадження у ВАТ «Київхімволокно», розроблених на кафедрі електричних станцій методів та моделей оцінки технічного стану силового трансформатора та визначення ризику відмови за наявності дефекту.

В рамках спільної науково-технічної діяльності проведено ретроспективний аналіз параметрів режиму експлуатації силових трансформаторів на інтервалі часу спостереження. Запропоновано нечітку модель оцінки технічного стану силового трансформатора, що ґрунтується на основі використання результатів вимірювань та випробувань окремих елементів. Проведено комплексні розрахункові дослідження оцінки технічного стану силового трансформатора на підставі отриманих даних експлуатаційного моніторингу його параметрів. Розроблено нову методику оцінки ризику відмови силового трансформатора за наявності дефекту з урахуванням фактичного технічного стану та умов експлуатації на основі методів теорії імовірностей та нечітких множин.

На базі розроблених методів і моделей було створено, та впроваджено програмний комплекс для оцінки технічного стану та ризику відмови силового трансформатора з рекомендаціями щодо подальшої стратегії його експлуатації. Розроблений програмний комплекс використано для діагностування технічного стану, визначення кількісних показників ризику відмови силових трансформаторів ВАТ «Київхімволокно» та сформовано практичні рекомендації щодо терміну виводу в ремонт згідно із заводською документацією силових трансформаторів даного типу.

<p>Завідувач кафедрою          електричних станцій          НТУУ «КПІ»  <u>Бардик Є.І.</u>          (прізвище, ініціали)          «03» 07 20 14 р.</p>	<p>Перший заступник Голови Правління -          Технічний директор, канд.техн.наук,          ВАТ «Київхімволокно»  <u>Тимченко В.І.</u>          (прізвище, ініціали)          «03» 07 20 14 р.</p>
--	---

<p>Науковий керівник робіт,          канд.техн.наук, доцент кафедри          електричних станцій          НТУУ «КПІ»  <u>Бардик Є.І.</u>          (прізвище, ініціали)          «03» 07 20 14 р.</p>	<p>Асистент кафедри електричних станцій          НТУУ «КПІ»  <u>Болотний М.П.</u>          (прізвище, ініціали)          «03» 07 20 14 р.</p>
--	---

ЗАТВЕРДЖУЮ:  
 Декан ФЕА  
 НТУУ "Київський політехнічний інститут"  
Яндульський О.С.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ:  
 Адміністративний директор  
 ТОВ "УК "Метрополія"  
Афонічева В.А.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

### АКТ впровадження результатів науково-технічних робіт у підприємстві електроенергетичного комплексу

Даним актом підтверджується впровадження у ТОВ "УК "Метрополія" розроблених на кафедрі електричних станцій методів і моделей оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в електроенергетичних системах при відмовах електрообладнання.

В рамках спільної науково-технічної діяльності проведено комплексні розрахунки кількісних показників ризику експлуатації підсистем ЕЕС, що містять теплові та атомні електростанції, а саме Рівненську та Хмельницьку АЕС.

Запропоновано імовірнісні і нечітко-імовірнісні моделі для оцінки ризику відмов на інтервалі часу спостереження. Розроблено нову методику імовірнісно-статистичного моделювання і алгоритм визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемах ЕЕС, що містять АЕС.

На основі розроблених методів, моделей і алгоритмів було розроблено програмний комплекс для оцінки ризику порушення нормальних режимів роботи підсистем ЕЕС з АЕС при відмовах електрообладнання внаслідок незадовільного технічного стану та впливу метеорологічних умов.

За допомогою розробленого програмного комплексу було виконано модельно-експериментальні розрахунки визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. На основі одержаних результатів сформовано рекомендації щодо підвищення функціональної надійності ЕЕС з АЕС.

Завідувач кафедрою електричних станцій  
 НТУУ "Київський політехнічний інститут"  
Бардик Є.І.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

Адміністративний директор  
 ТОВ "УК "Метрополія"  
Афонічева В.А.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

Науковий керівник робіт,  
 канд. техн. наук, доцент кафедри  
 електричних станцій  
 НТУУ "Київський політехнічний інститут"  
Бардик Є.І.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

Інженер Управління дирекції  
 ТОВ "УК "Метрополія"  
Спотар О.С.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.

Асистент кафедри електричних станцій  
 НТУУ "Київський політехнічний інститут"  
Болотний М.П.  
 (прізвище, ініціали)  
 " 24 " 06 2014 р.



«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан факультету електроенерготехніки та автоматики  
Національного технічного університету України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря  
Сікорського».

проф., д.т.н. Яндульський О.С.  
« 4 » 03 2019 р.

## АКТ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ

**Об'єкт впровадження:** науково-методичні розробки щодо удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем.

**Автор розробки:** Болотний М.П., асистент кафедри відновлюваних джерел енергії КПІ ім. Ігоря Сікорського.

### Джерела інформації:

1. Болотний М.П. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2012. – №2. – С. 83-87.
2. Болотний М.П. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Збірник наукових праць. – 2013. – С. 189-198.
3. Болотний М.П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2014. – №39. – С. 13-20.
4. Болотний М.П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі / Є.І. Бардик, М.П. Болотний // *Вісник Кременчуцького національного університету імені*

Михайла Остроградського. – 2015. – №5(94). – С. 56-64.

5. Болотний М.П. Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2016. – №2. – С.106-110.

6. Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data / E. Bardyk, N. Bolotnyi // *Eastern-european journal of enterprise technologies*. – 2017. – 6/8 (90). – P. 4-10.

7. Болотний М.П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі / Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний // *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. – 2017. – №6(116). – С. 27-37.

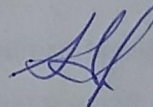
8. Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service / E. Bardyk, N. Bolotnyi // *Eastern-european journal of enterprise technologies*. – 2018. – 3/8 (93). – P. 6-15.

9. Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment / E. Bardyk, N. Bolotnyi // *Eastern-european journal of enterprise technologies*. – 2018. – 6/8 (96). – P. 6-16.

**Результати впровадження:** наукові та науково-методичні розробки щодо удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем впроваджено у навчальний процес кафедри відновлюваних джерел енергії під час виконання курсових робіт та дипломного проектування бакалаврів і магістрів.


**Відповідальні за впровадження:**

Завідувач кафедри  
відновлюваних джерел енергії, д.т.н., проф.



С.О. Кудря

Асистент кафедри  
відновлюваних джерел енергії



М.П. Болотний



## ДОДАТОК К

### Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів

*Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

1. Бардик Є.І., Костерев М.В., Вожаков Р.В., Болотний М.П. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2012. №2. С. 83-87.
2. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць*. Київ, 2013. С. 189-198.
3. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2014. №39. С. 13-20.
4. Бардик Є.І., Болотний М.П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. Кременчук, 2015. №5(94). С. 56-64.
5. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Імовірно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2016. №2. С.106-110.
6. Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2017. 6/8 (90). P. 4-10.
7. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі. *Наукові вісті Національного технічного університету*

України «Київський політехнічний інститут». Київ, 2017. №6(116). С. 27-37.

8. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. 3/8 (93). P. 6-15.

9. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. 6/8 (96). P. 6-16.

*Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

10. Бардик Є.І. Нечіткі моделі оцінки і прогнозування ресурсу електрообладнання енергосистем / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.505-507.

11. Бардик Є.І. Оцінка фактичного технічного стану силових трансформаторів за результатами діагностичного вимірювання опору короткого замикання / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.507-510.

12. Бардик Є.І. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Болотний // Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті». Тези доповідей, 29-30 вересня 2016 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.182-186.

13. Bardyk E. Electric Power System Simulation for Risk Assessment of Power Transformer Failure at an External Short-Circuit Fault / E. Bardyk, N. Bolotnyi // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON).



Thesis of conference proceedings, May 29- June 2, 2017. National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, Ukraine. – P. 452- 456.

14. Болотний М.П. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах силових трансформаторів // Матеріали XIX міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI столітті». Тези доповідей, 26-28 вересня 2018 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С. 128-132.

*Науково-дослідні роботи, які додатково відображають наукові результати дисертації:*

15. Моделі прогнозування залишкового ресурсу і оцінки ризику пошкоджень електрообладнання електростанцій в умовах нечіткої інформації при збуреннях в електроенергетичній системі: Звіт про НДР (заключний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2010. – 319 с. – № держреєстрації 0109U001871.

16. Розробка методів оцінки стану підсистем ЕЕС при наявності зношеного електрообладнання та нечіткої інформації: Звіт про НДР (заклучний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2012. – 197 с. – № держреєстрації 0111U003239.

17. Розробка математичного забезпечення для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС з атомними електростанціями: Звіт про НДР (заклучний) / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; кер. Костерев М.В., вик.: Болотний М.П. [та ін.]. – Київ. – 2014. – 291 с. – № держреєстрації 0113U004004.